

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA
INSTITUTO DE ECONOMIA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**AVALIAÇÃO DA ATRATIVIDADE DE PROJETOS DE E&P EM
ÁGUAS PROFUNDAS: UMA ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS
REGIMES DE CONCESSÃO E DE PARTILHA**

HELDER SEABRA CONSOLI
Registro nº: 113014394

ORIENTADOR: Profº. Drº. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Rio de Janeiro

Maio 2015

Helder Seabra Consoli

AVALIAÇÃO DA ATRATIVIDADE DO PROJETO DE E&P EM ÁGUAS
PROFUNDAS: UMA ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS REGIMES DE
CONCESSÃO E DE PARTILHA

Dissertação submetida ao Instituto de Economia
da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como
parte dos requisitos necessários à obtenção do
título de Mestre em Economia.

Orientador: Prof^o. Dr. Edmar Luiz Fagundes de
Almeida

Rio de Janeiro

2015

C756 Consoli, Helder Seabra.

Avaliação da atratividade de projetos de E&P em águas profundas : uma análise comparativa entre os regimes de concessão e de partilha / Helder Seabra Consoli. -- 2015.
122 f. ; 31 cm.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia, 2015.

Referências: f. 117-122.

1. Regime de partilha. 2. Regime de concessão. 3. *Government take*. 4. Viabilidade econômica de projetos de E&P. I. Almeida, Edmar Luiz Fagundes de, orient. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. III. Título.

AVALIAÇÃO DA ATRATIVIDADE DO PROJETO DE E&P EM ÁGUAS
PROFUNDAS: UMA ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS REGIMES
DE CONCESSÃO E DE PARTILHA

Helder Seabra Consoli

Dissertação de Mestrado apresentada ao Corpo
Docente do Instituto de Economia da Universidade
Federal do Rio de Janeiro como parte dos
requisitos necessários à obtenção do título de
Mestre em Economia.

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida (IE - UFRJ) - Orientador



Prof. Dr. Marcelo Colomer Ferraro (IE - UFRJ)



Prof. Dr. Alexandre Salem Szklo (COPPE - UFRJ)

AGRADECIMENTOS

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio ao desenvolvimento de pesquisa.

Ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro por, novamente, abrir suas portas, permitindo meu desenvolvimento acadêmico.

Ao Prof. Edmar e ao Prof. Luciano, pelos ensinamentos seja em aula seja no desenvolvimento de artigos acadêmicos, além da confiança que depositaram em mim durante esta trajetória.

Ao Grupo de Economia da Energia que proporcionou debates enriquecedores, contribuindo para meu desenvolvimento profissional.

Aos meus pais Flávio e Rosângela e meus irmãos Ciane e Hugo pelo apoio e motivação.

RESUMO

A descoberta dos recursos do pré-sal e as estimativas iniciais que apontavam seu considerável potencial geraram a necessidade de instituir um novo modelo de regulação para o *upstream* do setor. A percepção de que o Brasil se tornará um dos grandes países produtores de petróleo induziu o governo brasileiro a estabelecer o regime de Partilha. Este regime, se diferencia do regime de concessão em três aspectos: institucional, fiscal e no processo de outorga dos direitos de exploração. No que se refere ao aspecto institucional, foram atribuídas novas funções às instituições que haviam sido criadas com o propósito inicial de atender ao regime de concessão (estabelecido em 1997). Além disso, foi criada a PPSA, empresa estatal que possui o propósito de gerir a parcela do excedente em óleo que cabe ao governo e possui poder de veto no comitê operacional de cada projeto de E&P no pré-sal. No arcabouço fiscal, cabe enfatizar o estabelecimento da partilha do excedente em óleo que substitui a participação especial como mecanismo de arrecadação progressiva e que é responsável pela maior parcela de arrecadação do governo no *upstream* do setor. Finalmente, o processo de outorga característico do regime de partilha tem o fator de partilha do excedente em óleo como principal critério de seleção do consórcio vencedor. Além disso, diferentemente dos processos de licitação do regime de concessão, a Petrobras é o operador único de todos os projetos, sendo contemplada com uma participação obrigatória de 30% dos projetos do pré-sal (independentemente de sua participação no leilão). Assim, com o objetivo de comparar os regimes de concessão e de partilha, esta dissertação utiliza como método não apenas a análise descritiva e crítica de cada regime (aspecto qualitativo da análise), mas ainda um fluxo de caixa em Microsoft Excel que permite comparar os resultados de interesse (*governmenttake* e *companytake*) entre os regimes regulatórios mencionados. A partir desta análise, conclui-se que a capacidade de arrecadação do governo no regime de partilha é relativamente maior do que no regime de concessão (em aproximadamente US\$ 5 bilhões para o projeto considerado). Nota-se ainda que o novo arcabouço regulatório é caracterizado por um excessivo controle do governo, que gera dificuldades para o desenvolvimento não apenas do setor de E&P mas ainda da cadeia de fornecedores. Tais problemáticas apontam para a necessidade de que o arcabouço regulatório seja adaptado de modo a permitir que as atividades de E&P no pré-sal se desenvolvam de tal modo que o volume de produção da área seja otimizado.

Palavras-chave: regime de partilha, regime de concessão, *governmenttake*, viabilidade econômica de projetos de E&P.

ABSTRACT

The first estimates pointing to the huge potential of production in the pre-salt layer revealed the necessity to adopt a new regulatory system for oil and gas E&P activities in Brazil. The recognition that Brazil will become one of the greatest oil producing countries in the world have engendered the Brazilian government to establish the profit sharing regulatory system for the pre-salt areas. This system is different from the concession system (established in 1997) in three main points: the institutional framework, the fiscal apparatus and the bidding rounds. With regard to the institutional framework, the institutions created for the concession system have received new functions. Besides, it was established the PPSA. This state-owned company not only manage the government profit oil share, but also has the veto power in the steering committee of each E&P project in the pre-salt layer. Regarding the fiscal apparatus, it is important to mention the adoption of the government profit oil share, which both replaces the special participation as a progressive tax collection mechanism and is the largest source of taxes from E&P activities in Brazil. Finally, the bidding round under the profit sharing system presents the government profit share as the main criteria to win the auction. In addition, unlike the bidding rounds under the concession system, Petrobras is by law the sole operator of pre-salt E&P projects (owning 30% of each project regardless of the auction outcome). Therefore, in order to compare the concession and the profit sharing systems, the dissertation adopts as methodology not only descriptive and critical analysis of each system, but also a cash flow model developed in Microsoft Excel that allows a quantitative comparison between the concession and profit sharing systems. Based on these analyses, the dissertation concludes that the government's tax collection capacity of the profit sharing system is relatively greater than in the concession system (in about US\$5 billion for the project considered in the analysis). The dissertation also shows that the new regulatory system allows an excessive government control over E&P operations, creating some difficulties to the development of the E&P sector and to the supply chain industry. These issues point to the need to adapt the regulatory framework, allowing the full development of the E&P industry in the pre-salt layer and optimize the volume of production.

Keywords: profit sharing system, concession system, government take, economic feasibility of E&P projects.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	10
Problema	11
Pergunta	13
Hipótese de trabalho	13
CAPÍTULO 1 – OS MARCOS REGULATÓRIOS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO.....	15
1.1. A renda do petróleo.....	16
1.2. Os Marcos regulatórios: uma visão geral	20
1.2.1. Contratos de Serviços	21
1.2.2. Contratos de Concessão Pura	22
1.2.3. Contratos de Concessão com Parceria Estatal.....	24
1.2.4. Contratos de Partilha de Produção	25
1.2.5. Contratos de Associação.....	27
1.3. Riscos e incertezas de E&P e seus Impactos sobre a Renda do Petróleo	28
1.3.1. Riscos de Exploração.....	29
1.3.2. Riscos de Desenvolvimento e Produção.....	31
1.3.3. Risco Institucional	36
1.4. Conclusão.....	37
CAPÍTULO 2 – O ARCABOUÇO REGULATÓRIO NO BRASIL.....	39
2.1. Análise Histórica da Regulação de E&P no Brasil.....	39
2.1.1. Primeira fase.....	40
2.1.2. Segunda fase.....	41
2.1.3. Terceira fase	43
2.1.4. Quarta Fase.....	45
2.1.5. Quinta Fase.....	48
2.2. O Regime de Concessão	50
2.2.1. Arranjo Institucional	50
2.2.2. Aparato Fiscal	52
2.2.3. Processo de Outorga dos Direitos de Lavra e Pesquisa	68
2.3. O Regime de Partilha.....	69
2.3.1. Arranjo Institucional	70
2.3.2. Aparato Fiscal	73

2.3.3. Processo de Outorga dos Direitos de Lavra e Pesquisa	75
CAPÍTULO 3 – CONCESSÃO E PARTILHA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA	79
3.1. O Fluxo de Caixa e os Parâmetros do Cenário de Referência	80
3.1.1. O Cenário de Referência	83
3.2. Atratividade Econômica de Libra e o <i>GovernmentTake</i> : Análise de Sensibilidade do Projeto sob o Regime de Partilha.....	84
3.2.1. <i>GovernmentTake</i>	85
3.2.2. Valor Presente Líquido Apropriado pelo Concessionário.....	89
3.3. Análise de Sensibilidade do Projeto sob o Regime de Concessão: uma Comparação dos Regimes Regulatórios	93
3.3.1. <i>Government Take</i>	94
3.3.2. Valor Presente Líquido Apropriado pelo Concessionário.....	99
3.4. O Modelo de Concessão: um Arcabouço Alternativo	103
3.4.1. Royalties e Bônus de Assinatura.....	104
3.4. Conclusão.....	107
CONCLUSÃO.....	109
BIBLIOGRAFIA	117
APÊNDICE – DESCRIÇÃO DO MODELO ECOSIM-PSC	123

INTRODUÇÃO

Existe uma série de fatores indutores de mudanças regulatórias num determinado país. Tais fatores englobam aspectos setoriais (tais como a expectativa de grandes descobertas, e variação de preços do barril de petróleo), elementos de natureza política (mudança de governo), fatores macroeconômicos (como, por exemplo, a necessidade de atrair investimentos estrangeiros e de geração de divisas), e o ambiente internacional (elementos da geopolítica global que alteram a relação de forças entre os países produtores e países importadores de petróleo).

No Brasil, os aspectos setoriais motivaram as recentes mudanças regulatórias do setor. A descoberta dos recursos do pré-sal e as estimativas iniciais que apontavam seu considerável potencial geraram, em 2006, não apenas uma euforia no governo, mas ainda a necessidade de instituir um novo modelo de regulação para o *upstream* do setor. Esta necessidade surgiu como um reflexo do potencial produtivo dos campos do pré-sal e da consequente percepção de que o Brasil se tornará um dos grandes países produtores de petróleo.

A província do pré-sal é composta por grandes acumulações de óleo leve, de qualidade razoavelmente boa e com alto valor comercial. As estimativas apontam que esta região pode ser dotada de aproximadamente 50 bilhões de barris de petróleo. A Petrobras, por exemplo, atingiu a marca de produção de 500 mil barris/dia (em Junho de 2014) apenas oito anos após a descoberta do pré-sal e atuando com apenas 25 poços produtores. E já em dezembro de 2014 a empresa atingiu a produção de 700 mil barris/dia na mesma área. Estes números são surpreendentes, uma vez que a mesma empresa atingiu a produção de 500 mil barris/dia pela primeira vez em 1984, 31 anos após sua criação, a partir de 4108 poços produtores. Portanto, os elevados níveis de produtividade de um óleo de maior qualidade geram cenários caracterizados pela geração de lucros extraordinários maiores do que aqueles observados ao longo da história do setor de E&P no Brasil. Este novo cenário cria, portanto, condições que permitem que o governo utilize novos mecanismos de apropriação da renda do setor sem reduzir a atratividade ou inviabilizar os projetos de E&P.

Assim, a partir das descobertas do pré-sal, a preocupação do governo era instituir, portanto, um regime dotado de instrumentos capazes não apenas de aumentar a arrecadação

da renda gerada pelo setor mas ainda de permitir um maior controle sobre o mesmo, dada sua relevância estratégica. O objetivo tornou-se conduzir o desenvolvimento do setor e acumular recursos necessários para lidar com problemas macroeconômicos que possam surgir com a condição de país exportador de petróleo, além de destinar estes recursos para o desenvolvimento econômico e social do país.

Problema

A definição de um arcabouço regulatório para o *upstream* do setor de petróleo e gás não é uma tarefa simples. As atividades de E&P *offshore*, principalmente, consistem em investimentos de longo prazo, cujo retorno é afetado por incertezas de natureza política, econômica e técnica. No longo prazo, variáveis como preço do petróleo, produtividade dos campos e fatores políticos e institucionais variam e, portanto, podem comprometer os resultados de um negócio de E&P.

A partir da descoberta do pré-sal, o governo brasileiro optou pela adoção de um regime misto que considera o modelo de concessão e introduz o modelo de partilha. O critério para adoção do regime de partilha é geográfico. Para os campos (ainda não licitados) presentes nas bacias do Pré-sal e em áreas consideradas estratégicas, os projetos de E&P devem respeitar parâmetros definidos de acordo com as diretrizes do regime de partilha.

A configuração do regime de partilha brasileiro não só introduz novos mecanismos de arrecadação da renda petrolífera pelo governo e uma nova configuração dos processos de licitação, como também permite um maior controle do mesmo sobre as atividades de E&P. No que se refere aos mecanismos de arrecadação, é importante mencionar a adoção de royalties a 15% e da implementação do fator de partilha do excedente em óleo¹, que varia diretamente para diferentes níveis de preço e de produtividade.

No que tange o processo de outorga dos blocos, os leilões sujeitos ao regime de partilha possuem o fator de partilha como o principal critério de seleção da empresa/consórcio vencedor. Além disso, a Petrobras é operador único em todos os projetos do pré-sal. Independentemente do resultado do leilão, a estatal detém 30% dos mesmos (conforme estabelecido em lei), havendo a possibilidade de aumentar sua participação participando do

¹Parcela da produção que sobra após cobrir o custo em óleo.

leilão com as demais empresas. Este aspecto é fundamental para determinar a baixa competição verificada no leilão².

Finalmente, o controle do governo é um reflexo do arcabouço institucional característico do regime de partilha e das funções atribuídas às instituições que compõem o mesmo. Neste sentido, o principal instrumento de controle do governo é a PPSA. Esta empresa não possui apenas a função de gerir os recursos destinados ao governo mas ainda possui poder de veto no comitê operacional dos projetos de E&P. Tal atribuição confere ao governo poder decisório sobre a condução dos projetos de E&P no Pré-sal que se acrescenta ao poder que o mesmo possui através da Petrobras.

Estas transformações recentes do arcabouço regulatório brasileiro, apesar de bastante discutidas e de, em certa medida, incorporar mecanismos que flexibilizam o valor arrecadado pelo governo em função de cenário de preços e produtividade, não têm criado um ambiente capaz de atender as expectativas criadas com a descoberta do pré-sal (em termos do ritmo de desenvolvimento do setor, por exemplo). Portanto, o governo tem discutido possibilidades quanto à alteração de alguns aspectos do regime de partilha a fim de otimizar o ritmo de desenvolvimento dos campos de exploração do Pré-sal e, conseqüentemente, fomentar a indústria de fornecedores no Brasil.

A definição do atual arcabouço regulatório brasileiro surge num contexto que parece estar dissociado da realidade que permeia os campos situados nas províncias do Pré-sal e do atual cenário econômico global. No que se refere ao primeiro aspecto, é importante enfatizar que apesar da presença de campos gigantes, cujas atratividades econômicas são muito significativas, existem ainda campos marginais e de diferentes dimensões, cujas condições de exploração e produção de petróleo não se assemelham a dos blocos de maior produtividade. O atual sistema de leilões (do regime de Partilha), por exemplo, não pode ser simplesmente replicado para estes últimos (cuja atratividade econômica é muito menor e as empresas não estariam dispostas a permitir tamanho controle do governo sobre o processo decisório).

No que se refere ao cenário econômico global, nota-se que, desde a crise de 2008, a economia mundial não tem apresentado uma trajetória de recuperação consistente e,

²Como será explicado ao longo do capítulo 2.

consequentemente, a demanda por recursos energéticos não tem acompanhado o crescimento da produção (verificado não apenas no Brasil, mas ainda nos EUA onde cresce a produção do shaleoil). Esta configuração econômica, associada aos aspectos geopolíticos globais do setor, corrobora para uma instabilidade de preços do petróleo que, nos últimos meses tem apresentado valores recordes de baixa.

Desta forma, é possível observar que o processo de mudança no arcabouço regulatório brasileiro está acompanhado por uma nova configuração macroeconômica global que aponta para a tendência de um novo patamar de preços do barril de petróleo. Conjuntamente, estes fatores induzem a uma série de questões sobre a coerência e a efetividade do novo arcabouço regulatório brasileiro ao lidar com variáveis que não podem ser controladas pelo governo.

Pergunta

Portanto, as questões que esta dissertação se propõe a responder induzem à reflexão sobre os critérios utilizados pelo governo brasileiro ao adotar o regime de partilha, assim como sobre os propósitos que motivaram o mesmo, a partir da experiência do primeiro leilão do pré-sal. Dado como referencial o modelo bem sucedido de Concessão, instituído no Brasil a partir de 1997, o objetivo desta dissertação consiste em responder as seguintes perguntas: (i) Quais fatores devem ser levados em conta ao definir o arcabouço regulatório da indústria de E&P? (ii) em que medida o regime de partilha afeta os resultados de um projeto de E&P de petróleo quando comparado ao regime de concessão? (iii) quais aspectos do regime de partilha devem ser alterados de maneira a otimizar o ritmo de investimentos no setor?

Hipótese de trabalho

A hipótese adotada é a de que o regime de partilha, apesar de seus méritos, apresenta fragilidades referentes ao ambiente institucional que inibem o investimento no setor. Um dos principais fatores que evidenciam esta fragilidade é o excessivo controle³ do governo sobre a atividade de E&P no Pré-sal, que aumenta, para as petroleiras, o grau de incerteza relativo às decisões de investimento. Além disso, esta dissertação adota a hipótese de que o

³ Se comparado à capacidade de controle observada ao longo da trajetória da indústria do petróleo no Brasil e ainda se comparado aos modelos de partilha adotados em outros países.

regime de partilha apresenta um arcabouço fiscal que permite uma maior arrecadação do governo do que no caso de regime de concessão.

Apesar das condições excepcionais observadas nos campos já explorados do pré-sal, o excessivo controle afeta a percepção de risco dos investidores. Este controle decorre em primeiro lugar do fato de que a definição de investimento (compra de equipamentos, serviços, etc) estará sempre condicionada à concordância da PPSA e, em segundo lugar do fato da Petrobras ser operadora única dos campos do Pré-sal. O controle seria, portanto, o elemento central a partir do qual o governo brasileiro deve reavaliar o regime de partilha. E, finalmente, soma-se a este elemento a maior capacidade de arrecadação do governo no caso de Partilha que, necessariamente, reduz (em comparação ao regime de concessão) a parcela da renda do petróleo apropriada pelas empresas que investem no projeto.

CAPÍTULO 1 – OS MARCOS REGULATÓRIOS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

Há uma grande diversidade de marcos regulatórios na indústria do petróleo. Cada governo cria um aparato regulatório para o setor ou modifica o aparato existente de acordo com seu entendimento sobre o modo saudável de funcionamento do mercado e sua capacidade e necessidade de apropriar parcela da renda gerada pelo setor, a fim de otimizar o processo de exploração e produção de petróleo (Hunter, 2014). Entretanto, este tipo de decisão não é trivial, cada modelo regulatório reflete uma série de fatores relacionados ao risco dos empreendimentos (desde sua dimensão institucional até os aspectos geológicos característicos da área explorada) e a sua percepção pelas empresas de petróleo.

As condições do mercado do petróleo sofrem mudanças significativas ao longo dos anos, sendo necessário que os governos revisem seus mecanismos de repartição da renda petrolífera sem, entretanto, quebrar contratos, ou seja, de maneira a manter a estabilidade institucional e a atratividade dos empreendimentos do ponto de vista das empresas interessadas. Neste sentido, Tolmasquim e Pinto Jr (2011), apontam quatro fatores indutores de mudanças institucionais (marco legal, regime fiscal, regime de outorga de bloco e regime contratual) na indústria do petróleo: fatores políticos, fatores macroeconômicos (como a necessidade de atração de investimento externo), fatores setoriais (como a variação de preços internacionais do petróleo) e fatores internacionais (elementos que mudam a relação de forças entre os países produtores e os consumidores de petróleo). Este capítulo introdutório se propõe, portanto, a responder a seguinte pergunta: quais elementos devem ser considerados pelo governo de um determinado país, ao definir o arcabouço regulatório e fiscal para o segmento de E&P da indústria de petróleo e gás e em quais dimensões os mesmos devem ser avaliados?

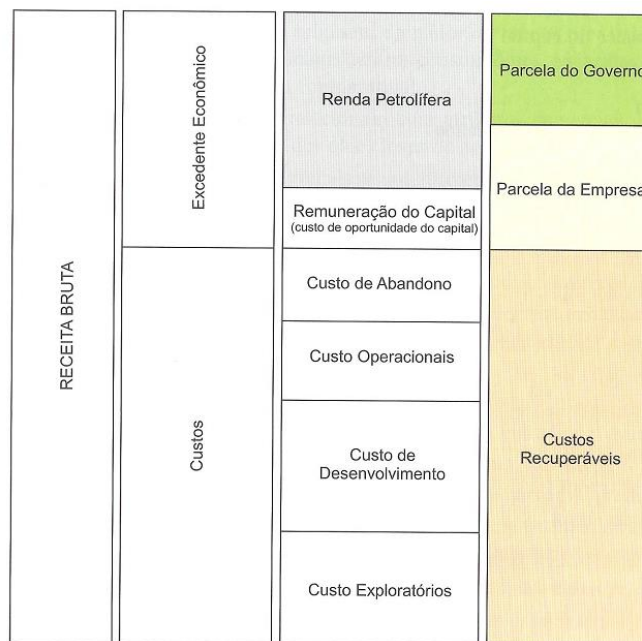
Desta forma, para compreender os fatores condicionantes da escolha de um arcabouço regulatório, este capítulo se divide em três tópicos. Inicialmente, uma análise sobre como a renda petrolífera é gerada, as diferentes formas de divisão da mesma e os respectivos conceitos. O segundo item do capítulo expõe uma visão geral dos marcos regulatórios presentes na indústria e os respectivos mecanismos de repartição da renda petrolífera. No terceiro tópico é exposta uma análise de risco da atividade, mencionando os principais

aspectos que devem ser considerados no desenho do arcabouço regulatório e no processo decisório de investimento das empresas de petróleo e gás.

1.1. A renda do petróleo

No que concerne exclusivamente às atividades de E&P de petróleo, a renda do setor é gerada pela venda do petróleo bruto a outros mercados ou, caso a empresa possua a estrutura industrial necessária (verticalmente integrada) e não tenha interesse em vender o óleo bruto, o óleo é fornecido para as respectivas refinarias (caso estas estejam dotadas da estrutura necessária para processar o tipo de óleo produzido). Assim, dada uma determinada renda bruta obtida pela atividade, em linhas gerais, a divisão da renda pode ser esquematizada conforme a seguinte figura.

Figura 1 – Repartição da renda do petróleo



Fonte: Tolmasquim e Pinto Jr. 2011(pg.14)

Nesta figura, é possível observar que parte da receita cobre os custos (desde os custos exploratórios e de desenvolvimento, que correspondem à maior parcela dos custos totais da atividade, até os custos operacionais e de abandono), supondo que o projeto é economicamente viável. Parte do excedente econômico do projeto é destinada à remuneração do capital e a parcela que sobra é denominada como renda petrolífera. A remuneração do capital deve compensar o custo de oportunidade do capital empregado em E&P (custo

financeiro livre de risco do capital mais um componente de risco para seu investimento no setor).

A renda petrolífera pode, então, ser definida como a diferença entre a receita bruta auferida com a venda do petróleo e/ou gás natural e a soma dos custos necessários para explorar e produzir os recursos e o custo de oportunidade do capital. De acordo com o arcabouço regulatório adotado e as respectivas regras de apropriação da renda petrolífera, define-se a parcela da mesma que será apropriada pelo governo (podendo, inclusive ser apropriada integralmente pelo governo).

Assim, a renda petrolífera é um tipo de “renda extraordinária” (Tirole, 1988). O conceito de renda extraordinária remete à definição de renda econômica atribuída por Ricardo que, através do exemplo da renda da terra, explicou como os proprietários das terras mais férteis são capazes de se apropriar de rendas maiores, ou seja, mostrou que existem diferentes estruturas de custo associadas a diferentes níveis de produtividade. (Accurso e Almeida, 2013)

A renda petrolífera resulta, portanto, de uma diferença positiva entre a receita bruta e a soma do capex⁴, opex⁵ e da remuneração do capital próprio (ao passo que a noção de “lucro normal” seria observada caso esta diferença fosse igual a zero). A parte da renda apropriada pelo governo é conhecida como parcela do governo (*governmenttake*), enquanto a parcela apropriada pela(s) empresa(s) responsável(eis) pelo projeto é denominada *corporatetake*.

É importante notar, entretanto, que a renda do petróleo não é definida homogeneamente, no sentido de que seu montante depende de determinados diferenciais não apenas das empresas que realizarão os investimentos e operarão o empreendimento, mas ainda das características do campo de petróleo, assim como do tipo de petróleo encontrado.

De acordo com tais características, que fogem do controle tanto do governo quanto das empresas de petróleo, as estruturas de custo verificadas na indústria se revelam muito distintas. Assim, as atividades de E&P apresentam rendas diferenciais, que estão associadas às vantagens econômicas de alguns produtores em relação aos demais e, por sua vez, tais

⁴ Custos incorridos para o desenvolvimento ou fornecimento de componentes não consumíveis de um produto ou sistema.

⁵ Engloba as despesas operacionais e os custos ou dispêndios operacionais, ou seja, constituem custos contínuos decorrentes do processo operacional de um determinado projeto.

vantagens se originam em diferentes aspectos sobre a natureza geográfica, geológica e tecnológica.

De acordo com Pinto Jr. et al (2007), as rendas diferenciais podem ser explicadas por diferentes fatores, por isso é usual classifica-las em: (i) rendas de posição, que diferenciam as jazidas de acordo com o grau de dificuldade de acesso; (ii) rendas de localização, que se originam da maior ou menor proximidade geográfica das reservas com relação aos centros consumidores; (iii) rendas de qualidade, que estão relacionadas aos atributos comerciais (rentabilidade) das reservas e a qualidade do petróleo encontrado, e; (iv) rendas tecnológicas, que se vinculam aos diferentes estágios de tecnologia empregados pelos diversos produtores, outorgando uma vantagem competitiva aos produtores que utilizam as tecnologias mais eficientes.

De acordo com Johnston (1994), o governo pode utilizar diferentes instrumentos para capturar a renda econômica. Tais instrumentos podem ser classificados como regressivos ou progressivos. Mecanismos de arrecadação do governo que independem da rentabilidade do projeto, tais como o bônus de assinatura, são classificados como regressivos. Neste caso, quanto menor a rentabilidade do projeto, maior será a taxa efetiva da atividade uma vez que, em termos relativos, onera o produtor numa proporção maior do que no caso em que a rentabilidade fosse mais alta (uma vez que a taxa fica inalterada). Assim, os instrumentos de taxa regressivos permitem que o governo se aproprie de parcela da renda petrolífera no período inicial do projeto, sem que os riscos da atividade sejam compartilhados. Existem ainda os mecanismos de arrecadação progressivos, tais como a partilha da produção e impostos sobre os lucros, que estão atrelados à rentabilidade do projeto e cujas taxas de incidência variam na mesma direção da variação da base de incidência. Este mecanismo representa, portanto, um meio através do qual o governo assume parte dos riscos do projeto.

Além disso, existe uma série de incertezas associadas aos componentes da receita bruta e dos custos. Tais elementos tornam as determinações do *governmenttake* e do *corporatetake* muito complexas. Fatores instáveis, que caracterizam o funcionamento do mercado do petróleo (tais como preço), podem atingir níveis durante a vida útil do projeto tais que a receita gerada pelo mesmo não seja capaz de remunerar nem o capital próprio, enquanto em outros períodos (preços elevados) o projeto seja capaz de remunerar o capital e compensar as perdas verificadas nos períodos mais desfavoráveis.

A adoção de um determinado regime regulatório e as definições sobre os mecanismos de apropriação da renda pelo Estado deve ser condizente ainda com o volume de recursos que o mesmo considera necessário aplicar, a fim de promover o desenvolvimento do país e mitigar eventuais problemas econômicos (que podem decorrer da maior participação e, conseqüentemente, maior dependência dos recursos naturais), tais como a “doença holandesa”⁶.

Neste sentido, países que não possuem uma estrutura industrial muito desenvolvida, cujas demandas sociais ainda não são plenamente atendidas e que buscam a adoção de políticas orientadas para o desenvolvimento socioeconômico, tendem a implementar regimes contratuais que lhe permitam maximizar sua apropriação da renda petrolífera, ao passo que criam mecanismos que vinculem tal renda ao atendimento das demandas sociais e econômicas existentes.

Entretanto, o desenho do aparato regulatório a ser adotado pelo governo, deve considerar as fragilidades institucionais e a trajetória histórica das relações contratuais do país com empresas estrangeiras. A definição de um aparato regulatório num país cuja história é marcada pela quebra de contratos com empresas, provavelmente requererá o desenvolvimento de instrumentos que definam claramente a forma de divisão da renda do petróleo, de modo a gerar confiança por parte das empresas interessadas em realizar contratos de E&P.

Assim, a escolha de um aparato regulatório e suas definições sobre os meios pelos quais o governo se apropriará da renda extraordinária não é uma tarefa trivial, uma vez que deve ser estabelecida de modo a permitir que o governo maximize sua arrecadação e, simultaneamente, mantenha a atratividade dos projetos, otimizando a produção (Hunter, 2014). Neste sentido, os aspectos geológicos e institucionais são muito importantes. No que se refere ao aspecto geológico, a presença de bacias sedimentares que são pouco conhecidas ou que representam um elevado risco ao investimento levam os respectivos governos a permitirem que as empresas aufram uma maior parcela da renda petrolífera gerada, de modo

⁶ Ao se tornar um grande exportador de petróleo ou gás natural, o país receberá um forte influxo de divisas estrangeiras, levando à apreciação significativa da taxa de câmbio e, por conseguinte, à deterioração da competitividade dos demais setores da economia (mais especificamente do setor industrial). Tal processo pode resultar, portanto, em estagnação econômica, desindustrialização, em função do deslocamento do investimento dos setores industriais para o setor de E&P de petróleo somado ao aumento dos custos dos fatores de produção (decorrente da maior competição por capital, recursos humanos) e o aumento do custo geral de vida no país assolado pela doença holandesa. (Tolmasquim e Pinto Jr 2009). Para mais detalhes, consultar Dülger e al. (2013).

a manter a atratividade do investimento. Por outro lado, em áreas de menor risco geológico torna-se possível que o governo crie mecanismos que permitam maior arrecadação da renda do petróleo, uma vez que a atratividade do projeto ainda será considerável (dado os menores custos do mesmo em comparação com projetos de elevado risco).

No caso do aspecto institucional, observa-se, por exemplo, que nos países que apresentam uma relativa instabilidade político-institucional, predominam regimes regulatórios que não oneram pesadamente as empresas no momento que adquirem o direito de explorar e produzir um determinado campo, uma vez que as atividades da mesma estarão sujeitas a incertezas sobre a vigência do contrato e, conseqüentemente, tornará a atratividade do projeto inferior ao caso de um país cujo ambiente institucional é mais favorável.

Desta forma, por se tratar de uma indústria na qual existe uma série de possibilidades a respeito dos custos e do lucro gerado, é necessário que o governo avalie como equilibrar um elevado nível de atratividade do setor e a capacidade de se apropriar da renda petrolífera. O seguinte tópico ilustra, em linhas gerais, os arcabouços regulatórios que caracterizam as indústrias de E&P em diferentes países, ou seja, as referências a partir das quais um governo pode criar um arcabouço regulatório para o setor.

1.2. Os Marcos regulatórios: uma visão geral

Os marcos regulatórios da indústria constituem o cerne sobre o qual se estabelece a relação do Estado hospedeiro e as empresas de petróleo, desde a forma com que são selecionadas a(s) empresa(s) que exploram o campo até a legislação que determina as condições, deveres e obrigações das concessionárias para com o estado hospedeiro, sob as quais as atividades de E&P serão exercidas, ou seja, até o abandono do campo de petróleo.

Johnston (1994) apresenta a seguinte classificação dos marcos regulatórios: os regimes contratuais compensatórios ou remuneratórios; e os regimes de concessão. Existe uma nuance conceitual entre os regimes compensatórios e remuneratórios. Ambos são caracterizados pelo fato de que o Estado se apropria de parte do produto da lavra (ou receita gerada pela atividade) concedendo parte do mesmo à(s) empresa(s) contratada(s) de modo a compensar os riscos e custos incorridos pela(s) mesma(s) em E&P. A diferença reside no fato de que, no caso dos regimes contratuais compensatórios, há transferência da titularidade de uma parte do produto da lavra, conforme estabelecido contratualmente. No caso da remuneração, não há

transferência e titularidade, mas ressarcimento financeiro a partir da venda de parte do produto da lavra. (Tolmasquim e Pinto Jr, 2011)

De modo geral, os regimes compensatórios ou remuneratórios podem ser subdivididos em: contratos de partilha de produção, de serviços e de associação (joint venture). Enquanto os regimes de concessão podem ser puros ou com parceria estatal. Tais arranjos são verificados quando não há monopólio de empresa estatal sem participação privada.

Um caso muito específico é o de monopólio estatal da empresa petrolífera. Este tipo de marco regulatório estabelece que, além dos recursos minerais serem de propriedade do Estado, apenas a empresa estatal deve participar das atividades de E&P em seu país. Neste arranjo, a própria empresa estatal deve financiar e gerenciar as atividades de E&P, não sendo permitido a participação de outra empresa para tal ou para operar. É permitido apenas a contratação de serviços específicos ou auxiliares realizados pelas para-petrolíferas. Assim, a empresa estatal incorre com todos os custos e riscos das atividades de E&P, entretanto, obtém todo o produto da lavra, caso ela seja bem-sucedida na fase de exploração, e se apropria da renda petrolífera (a ser dividida com o Estado).

1.2.1. Contratos de Serviços

Este tipo de contrato é predominante em países onde as atividades de E&P são de exercício exclusivo do Estado e que, entretanto, autorizam a participação privada mediante o estabelecimento de arranjos contratuais. Tais contratos apresentam a característica de que todo o produto da lavra pertence ao Estado ou à empresa estatal que o representa. Este ressarcimento a empresa contratada em virtude dos custos incorridos no projeto (inclusive tributos) e realiza um pagamento adicional de forma a remunerá-la.

Neste sistema, o *governmenttake* equivale à soma da parte relativa a tributos e participações governamentais com a parte relativa aos lucros e dividendos da empresa estatal contratante. Cabe observar ainda que a parcela apropriada pela empresa contratada não é necessariamente superior à remuneração do capital.

Os contratos de serviços podem ser classificados em serviços puros ou serviço com risco. O contrato é classificado como serviço puro se a remuneração da empresa contratada se dá pelo reembolso dos custos mais uma ‘taxa administrativa’. Neste caso, o risco exploratório

é assumido inteiramente pelo governo. Se a empresa for remunerada de acordo com seu desempenho ou com base na participação no resultado, o contrato é do tipo serviço com risco. Neste caso, a intenção do governo é tornar a atividade mais eficiente, evitando que haja custos desnecessários, portanto, o risco exploratório é assumido pela empresa e, em compensação, esta se apropria de uma parcela maior da renda petrolífera (Tolmasquim e Pinto Jr., 2011).

Este tipo de contrato é encontrado em países como o Irã⁷ que, entre 1974 e 1979 adotou contrato de serviços com risco e a partir de 1995 contrato de serviço puro. Com o primeiro choque do petróleo em 1973, o governo iraniano decidiu alterar o modelo regulatório (que estava baseado em contratos de associação com parceria estatal). Assim, dado o maior nível de preços e o consequente aumento da renda petrolífera, o contrato de serviço foi introduzido através do *Petroleum Act* (Tolmasquim e Pinto Jr, 2011). Este enfatizou a nacionalização dos recursos petrolíferos e sancionou que toda atividade de E&P deveria ser de responsabilidade da NIOC (National Iranian Oil Company), sendo que era permitida a participação de empresas estrangeiras considerando os termos de contratos de serviços (com a NIOC).

Após a revolução e a adoção de uma postura nacionalista, o contrato de serviço foi reestabelecido em 1995, com o objetivo de aumentar o volume de investimentos no setor, permitir a transferência de tecnologia, redução de custos (em comparação com outros contratos) e manutenção do controle do NIOC no que se refere à supervisão de custos e de prazos.

1.2.2. Contratos de Concessão Pura

O regime de concessão foi a primeira forma de regulação através da qual as empresas internacionais de petróleo adquiriram os direitos exploratórios do Estado. Este tipo de contrato foi estabelecido nos princípios do século XX e tornou-se a forma mais utilizada de transferência de direitos de exploração do estado para as empresas internacionais de petróleo até o início dos anos 1960.

Este modelo de concessão tradicional era caracterizado por compromissos exploratórios vagos (ou seja, o governo do país produtor não possuía a capacidade legal de fazer com que as empresas concessionárias exercessem claramente um cronograma para o

⁷ Para maiores detalhes, ver Shahri, 2010.

início da produção, ou ainda, o governo não dispunha de um aparato institucional que impedisse a concessionária de estender, indefinidamente, o período antes do início das atividades de exploração do campo cujo direito fora adquirido), ausência de fiscalização (trabalhista, de segurança, ambiental e etc, tal como conhecemos atualmente), ingerência pelos governos sobre as atividades de E&P e longos prazos de concessão.

Entretanto, já a partir dos anos 1940 começaram a surgir novas definições sobre os regimes de concessão existentes. Na Venezuela, por exemplo, em 1943 o governo estabeleceu impostos sobre os lucros das empresas internacionais de petróleo que lá atuavam e, em 1948, a legislação tributária do mesmo país foi alterada, estabelecendo o sistema de partilha de lucro 50 – 50 (Yergin, 1992). Este modelo foi adotado pela Arábia Saudita em 1950 e, a partir de então, a maior parte dos regimes de concessão dos países produtores passaram a adotar o mesmo sistema (Hertog, 2010). Assim, além dos royalties, os impostos sobre os lucros tornaram-se uma característica predominante dos novos contratos de concessão dos principais países produtores. Em 1952 o Iraque, por exemplo, introduziu um novo contrato, baseado num royalty de 12,5% a ser pago em espécie ou em dinheiro. Além disso, o modelo de concessão evoluiu em outras regiões do mundo, uma vez que foram introduzidos diferentes tipos de pagamento de bônus de assinatura, controle de preços, etc (Mikesell, 1984).

Além disso, a maioria dos contratos de concessão tradicional nos países produtores e em desenvolvimento foram negociados num período no qual os países desenvolvidos exerciam um maior controle sobre estes países e seus respectivos governos (Mikesell, 1984). Quando estes países se tornaram independentes, seus respectivos governos começaram a realizar esforços para obter um maior controle sobre os recursos naturais, com o propósito de se apropriar de maiores receitas e de tornarem-se capazes de desenvolver seus próprios recursos nacionais. Assim, as ações destes governos assumiram duas direções: (i) renegociação dos antigos contratos de concessão com as empresas internacionais de petróleo; (ii) estabelecimento de empresas nacionais de petróleo e gás para realizar a política energética nacional e dominar as operações de E&P do país (como ocorreu no Irã, por exemplo, em 1951).

Desta forma, os regimes de concessão foram, gradualmente, tornando-se mais sofisticados, uma vez que passaram a exigir compromissos exploratórios claros das empresas concessionárias, a apresentar uma legislação básica que regula condições de execução das

atividades de E&P, e os respectivos governos passaram a dispor de uma estrutura de fiscalização e, por vezes, instrumentos que permitem o controle sob as atividades de E&P sob certas circunstâncias.

O conceito de propriedade associado ao regime de concessão deriva da tradição legal Anglo-saxônica. Em regimes de concessão pura, o direito de propriedade sobre o petróleo e/ou gás produzido é da empresa (ou empresas) contratada(s). A transferência da titularidade do Estado para as concessionárias é a contrapartida dos riscos assumidos por estas e dos tributos, royalties, bônus de assinatura, participação especial e demais obrigações estabelecidas em contrato a ser pagos ao governo.

Sob o sistema de concessão, o proprietário da terra (ou da área de oceano) recebe um pagamento pelo uso de sua propriedade para a exploração de hidrocarbonetos sob a forma de royalties. Esta renda pode considerar/depende (ou não) o volume de produção, os preços de venda e lucro.

1.2.3. Contratos de Concessão com Parceria Estatal

Este caso se diferencia do modelo exposto anteriormente pelo fato de que o Estado entra como parceiro no empreendimento, representado por uma empresa estatal. Ao assumir este papel, o Estado assume parte dos riscos de exploração e dos custos do projeto e, como qualquer outra empresa pertencente ao consórcio que desenvolve o projeto, é remunerado de acordo com a proporção de sua participação.

A Noruega é o exemplo mais notável deste tipo de contrato⁸, tendo em vista que a experiência foi bem sucedida. Com as descobertas do Mar do Norte e, após a verificação do potencial dos novos campos (e amplo debate a respeito dos aspectos regulatórios), o governo norueguês decidiu adotar o regime de concessão com participação estatal. Em 1971 foram definidas diretrizes sob as quais o aparato regulatório da Noruega se desenvolveu nos anos subsequentes. Tais diretrizes apontavam para o estabelecimento de uma empresa 100% estatal, de um órgão regulador e da adoção de políticas que garantissem o desenvolvimento da cadeia industrial (de fornecedores de bens e serviços) de petróleo no país.

⁸ Para maiores detalhes sobre o modelo regulatório da Noruega, ver Thurber et all. 2011.

Assim, em 1972 foi criada a Statoil, uma empresa estatal, estabelecida conforme definido nas diretrizes publicadas em 1971. Esta empresa cumpria dois papéis no que se refere à participação do Estado no setor. Em primeiro lugar, a empresa inseria o Estado como agente atuante nas atividades de E&P, como operadora em várias licenças. Em segundo lugar, como representante dos direitos financeiros ou de *equity capital* do Estado norueguês em parcerias empresariais com outras concessionárias.

Em todos os campos concedidos até 1985, a Statoil deveria ter a participação mínima de 50% nos direitos dos empreendimentos. O órgão regulador instituído no setor foi o *Norwegian Petroleum Directorate*. Desta forma, o arcabouço regulatório estabelecido, permitia não apenas que o Estado fosse o detentor dos direitos de propriedade dos recursos no subsolo, mas ainda que o Estado possuísse a capacidade institucional de gerir estes recursos (Thurber et al. 2011).

A partir de 1985, a percepção de que a Statoil estava assumindo um papel muito significativo na economia norueguesa levou a adoção de algumas mudanças. Dentre tais mudanças, pode-se notar a criação da *State's Direct Financial Interest (SDFI)*. Com esta instituição, os direitos de concessão de E&P em poder da Statoil foram convertidos em direitos financeiros e distribuídos em 50% para a SDFI e 50% para a Statoil. O limite de 50% de participação do Estado se manteve até 1991 e foi reduzindo gradualmente até 1996, quando a Diretiva da Comunidade Europeia foi implantada na Noruega (Gordon e Stenvoll, 2007).

A partir de 1996, submetida àquela diretiva, a participação do Estado tornou-se significativamente menor, atingindo 15% em 2000. A Statoil passou a competir para adquirir o direito de explorar e desenvolver campos de petróleo na Noruega, como qualquer outra empresa que queira atuar no país. Além disso, a Statoil deixou de ser 100% estatal e realiza uma fusão com a NorskHydro, formando a Statoil Hydro. Atualmente, os contratos de concessão com parceria estatal, além da Noruega, são adotados em países produtores tais como a Argélia e Cazaquistão.

1.2.4. Contratos de Partilha de Produção

Diferentemente dos contratos de concessão, nos contratos de partilha, o produto da lavra é de propriedade da empresa estatal que representa o Estado. Esta, por sua vez, destina parte do produto para as demais empresas envolvidas no projeto de modo a compensar os

custos incorridos, os riscos assumidos pelas mesmas e os pagamentos de tributos e demais obrigações ao governo (Tolmasquim e Pinto Jr. 2011).

Neste sentido, é importante introduzir dois conceitos característicos dos contratos de partilha: custo em óleo e excedente em óleo. O custo em óleo equivale ao volume de petróleo e gás natural que é transferido às empresas contratadas a fim de que estas possam fazer frente aos custos recuperáveis. Para evitar o comportamento oportunista, são impostos limites de recuperação de custos. O volume restante do óleo produzido é o excedente em óleo, que será dividido entre a empresa contratada e o governo de acordo com o percentual de partilha definido no contrato.

Figura 2 – Repartição da renda petrolífera em Contratos de Partilha

RECEITA BRUTA	Excedente Econômico	Renda Petrolífera	Tributos e Participações Governamentais (Administração Pública)	Parcela do Governo	Excedente em Óleo (<i>Profit Oil</i>)
		Remuneração do Capital (custo de oportunidade do capital)	Lucros e Dividendos da Parceria Empresa Estatal - Empresa Estrangeira/ Privada	Parcela Empresa Contratada	
	Custos	Custos de Abandono	Custos Recuperáveis (incorridos pela empresa contratada)	Custos Recuperáveis	Custo em Óleo (<i>Cost Oil</i>)
		Custos Operacionais			
		Custos de Desenvolvimento			
		Custos Exploratórios			

Fonte: Tolmasquim e Pinto Jr. (2011) (pg.35)

A adoção dos contratos de partilha ocorreu originalmente na Indonésia em 1960, uma vez que, do ponto de vista do governo os contratos de concessão que predominavam desde 1890 eram muito generosos com as empresas de petróleo. Assim, a partir de 1960, o desejo do governo indonésio consistia em permitir uma maior apropriação da renda petrolífera, ao passo que seria capaz de desenvolver e controlar os recursos petrolíferos. Os acordos de licença existentes foram nacionalizados e os antigos concessionários foram autorizados a continuar exercendo seus direitos por um curto período.

No sistema de partilha indonésio, a produção física era dividida entre a empresa estrangeira e a estatal. A empresa contratada assumia todo o risco pré-exploratório e,

posteriormente, poderia recuperar seus gastos até um limite máximo especificado (o custo em óleo). O excedente em óleo seria repartido entre a empresa contratada e a estatal Pertamina, conforme estabelecido em contrato (Bindemann, 1999). Tais percentuais favoreciam a estatal e a titularidade de qualquer equipamento comprado pela empresa contratada passava para a estatal no momento em que o mesmo entrasse em território indonésio. Além disso, a empresa contratada teria que vender uma parcela de sua parte do excedente em óleo para a estatal, de modo a garantir o fornecimento de petróleo ao mercado interno. Tais mecanismos garantiam uma maior apropriação da renda petrolífera pelo governo e permitia a segurança no abastecimento do país. Além da Indonésia, os contratos de partilha de produção são atualmente adotados em países como a Angola, Azerbaijão, Brasil, Cazaquistão e Líbia.

1.2.5. Contratos de Associação

Nestes contratos, a empresa estatal se associa às empresas privadas e assume o risco de exploração de acordo com a sua participação no projeto. Ou seja, este tipo de contrato é observado quando uma empresa, que já possui o direito de exploração mineral, associa-se a outra empresa por intermédio de um contrato (parceria empresarial contratual) ou pela formação de uma nova pessoa jurídica (parceria empresarial societária).

Nesse tipo de contrato, a empresa estatal é remunerada de acordo com sua participação no empreendimento. Diferentemente dos contratos de partilha, nos contratos de associação inexistem os conceitos de custo em óleo e excedente em óleo, uma vez que a empresa estatal também assume parte dos custos recuperáveis (Tolmasquim e Pinto Jr.).

De modo geral, nota-se que o processo de transição do modelo regulatório de concessão tradicional para novos marcos regulatórios ocorreu em diversos países produtores na segunda metade do século XX, tanto por razões políticas quanto devido ao novo cenário de preços do petróleo. Assim, os casos ilustrados evidenciam que a adoção de determinados regimes regulatórios em detrimento de outros decorre da percepção de que mudanças são necessárias, para permitir uma maior apropriação da renda petrolífera por parte do Estado, para aumentar a atratividade econômica de campos mais maduros ou ainda para gerar um equilíbrio de forças entre estas duas variáveis.

Entretanto, deve-se enfatizar que tais mudanças nos modelos contratuais não ocorrem de maneira isolada, ou seja, não se limitam apenas à forma de participação de empresas

privadas no setor, mas também dos regimes fiscais correspondentes. As mudanças dos marcos regulatórios são caracterizadas ainda pela a implementação de novos conceitos de arrecadação do governo. O fator de partilha do excedente em óleo, por exemplo, é um conceito que nasceu junto com o novo marco regulatório e modifica consideravelmente os mecanismos através dos quais o governo se apropria da renda do petróleo. Assim, o aspecto fiscal dos regimes regulatórios é muito importante e o caso brasileiro será explorado detalhadamente no Capítulo 2.

Entretanto, o processo de definição de um arcabouço regulatório não é uma tarefa simples, uma vez que existe uma série de fatores relacionados às incertezas e riscos de natureza tecnológica, econômica e institucional envolvidos num projeto de E&P. Alguns destes fatores não podem ser controlados pelo governo, nem pelas companhias que desenvolvem o mesmo. Assim, o governo deve criar mecanismos que permitam amortecer tais riscos, de modo a promover a atratividade do projeto e, simultaneamente, maximizar sua receita. Para tornar claro quais riscos e incertezas que não podem ser controlados e que caracterizam o processo decisório sobre o regime regulatório a ser adotado, a próxima sessão abordará o tema.

1.3. Riscos e incertezas de E&P e seus Impactos sobre a Renda do Petróleo

As atividades de exploração de produção de petróleo apresentam elevados riscos e incertezas. Tais riscos podem ser de natureza econômica (relacionados aos custos, à probabilidade de encontrar petróleo em volumes tais que justifiquem o investimento, à tecnologia e ao comportamento do preço do petróleo) ou geológica (no que diz respeito à estrutura geológica, à porosidade e permeabilidade da rocha-reservatório, por exemplo). Mesmo durante as fases de desenvolvimento e produção os parâmetros adotados em modelos econômico-financeiros e de engenharia incorporam variáveis de grande incerteza, tais como infraestrutura necessária, cronograma de produção, qualidade do petróleo, custos operacionais, características do reservatório, etc. Assim, é necessário fazer uma série de estudos para lidar com os riscos e as incertezas de um projeto de E&P.

Considerando tais aspectos, é importante enfatizar que o avanço da indústria do petróleo sobre novas fronteiras exploratórias depende do equilíbrio entre o efeito de aumento de custos observado pela depleção dos campos e o efeito de redução de custos proporcionados por novas tecnologias. Esta relação é determinante para fazer com que as empresas de

petróleo assumam maiores riscos ao avançar sobre novas fronteiras exploratórias. O avanço do setor para explorar petróleo em águas ultra-profundas, por exemplo, depende de uma avaliação deste tipo, dada a capacidade tecnológica existente e a sua perspectiva de desenvolvimento.

Evidenciando as variáveis que representam consideráveis riscos e incertezas para projetos de E&P, a discussão desenvolvida neste item ilustra como tais variáveis podem influenciar fortemente os resultados do projeto e, uma vez que o governo não possui controle sobre as mesmas, pretende-se mostrar que a definição de um arcabouço regulatório e do aparato fiscal correspondente é uma tarefa complexa. Assim sendo, o segundo objetivo deste item é sustentar a idéia de que a existência de tais riscos evidencia ainda o fato de que o regime regulatório adotado não determina o *governmenttake* e a atratividade dos projetos, apesar de muito importante.

1.3.1. Riscos de Exploração

Durante a fase de exploração os principais fatores de riscos e incertezas estão relacionados ao volume estimado de petróleo e aos aspectos econômicos do projeto. Os principais fatores e mecanismos que indicam as acumulações de petróleo são: a existência de uma armadilha geológica para a acumulação de hidrocarbonetos (E); uma rocha geradora (G); processo de maturação térmica da acumulação (B); migração (M) para uma região com elevadas acumulações e timing correspondente (T); capacidade de armazenagem da rocha reservatório (R) e características da rocha selante (S); produtividade⁹. Nos modelos que estudam os riscos de um determinado projeto, tais variáveis são consideradas de modo a verificar a probabilidade de sucesso de uma campanha exploratória. Assim, para cada um destes eventos, são atribuídas probabilidades de sucesso e de falha, baseadas nos experimentos registrados (Motta, R. et al. 2000). A probabilidade de existência de petróleo (PS) numa dada região pode ser identificada pelo produto das probabilidades de que cada evento ocorra individualmente.

$$PS = E \times G \times B \times M \times T \times R \times S$$

⁹ Como será observado no Capítulo 3, mudanças no cenário de produtividade dos poços produtores possuem um forte impacto sobre o valor presente líquido de um projeto de E&P.

De acordo com Masseron (1991) a tecnologia sísmica existente, apesar de seus importantes avanços e sua capacidade de reduzir os riscos exploratórios, não permite identificar precisamente a ocorrência de petróleo numa dada estrutura geológica. Os estudos geofísicos e geológicos são capazes apenas de identificar estruturas que apresentam as condições nas quais são encontradas acumulações de hidrocarbonetos.

Apenas com a perfuração de vários poços de exploração que é possível identificar as principais características das variáveis apresentadas e as probabilidades a ela associadas e estimar com maior precisão a localização de uma determinada reserva e os volumes que esperam ser obtidos caso o projeto de E&P seja levado adiante. Tais atividades representam um elevado risco ao investidor uma vez que os custos envolvidos são muito elevados (a perfuração de um poço *offshore* pode custar cerca de US\$150 milhões) e os esforços exploratórios podem não resultar em sucesso¹⁰. Além disso, "...não existe a certeza de que a extração e a oferta ao mercado do óleo encontrado será rentável, pois depende da relação competitiva entre custos e preços praticados globalmente. (Pinto JR et al , 2007, p.47)

Além disso, para mitigar riscos de acidentes durante a campanha exploratória, são feitas as *seabedsurveys*, que objetivam reunir informações sobre o leito do oceano, identificando fatores topográficos e físicos que podem causar algum impacto nas atividades de E&P. Por exemplo, depósitos de hidrato, que podem ser encontrados durante a exploração em águas profundas, quando perfurados, podem liberar um considerável volume de gás. Isto expõe as atividades de E&P a perigos como a perda do controle do poço e da estabilidade da plataforma, ruptura do duto e incêndio na plataforma (Consoli e Almeida, 2012).

Uma vez encontrada uma jazida de petróleo, não há certeza se a comercialização do recurso encontrado é rentável. Deverão ser feitas outras perfurações para dar uma primeira idéia sobre a importância do volume de petróleo encontrado. Em razão da profundidade das jazidas, do fato da exploração ocorrer em alto mar e dos custos elevados, os riscos financeiros verificados nesta atividade são muito maiores do que no caso de exploração de outros minerais como urânio, carvão, etc.

¹⁰Esta etapa é consideravelmente dispendiosa pois as sondas de perfuração são relativamente escassas, são tecnologicamente complexas e seu mercado é muito concentrado, o que determina as elevadas taxas diárias de aluguel.

Neste sentido, o interesse comercial sobre uma jazida de petróleo depende do volume de suas reservas recuperáveis. Os riscos são estabelecidos através da análise dos parâmetros que determinam o tamanho da distribuição (área e volume) das possíveis acumulações de petróleo (porosidade, área da estrutura, espessura, e saturação do óleo) e os índices de sucesso que resultam das probabilidades de encontrar campos de diferentes tamanhos (Motta, R. et al. 2000). O volume de petróleo recuperável (V) é dado pela seguinte fórmula:

$$V = A \times E \times \varphi \times (1 - S_w) / R_0$$

onde: A = área de acumulação; E = espessura do reservatório; φ = porosidade efetiva do reservatório; S_w = saturação do óleo; R = fator de recuperação.

No entanto, de acordo com Masseron (1991), o verdadeiro critério econômico é o custo por tonelada de óleo entregue à refinaria. Assim, os fatores geográficos se tornam importantes e o limiar de rentabilidade das jazidas varia de um país para outro, uma vez que as regiões produtoras se localizam em áreas mais próximas ou mais distantes às diferentes áreas de refino.

O que ocorreu com a OGX em 2013 demonstra, de forma mais clara, os riscos associados às atividades de exploração. A expectativa de produção futura da empresa (que anunciava reservas de petróleo da ordem de 10 bilhões de barris) estava assentada sobre programas de exploração que, posteriormente, não apresentaram sucesso comercial. Algumas das "reservas" anunciadas não eram recuperáveis. Além da perda gerada pela não concretização da produção conforme esperado, uma vez que foi investido um grande montante de dinheiro nesses projetos de exploração, o insucesso dos programas exploratórios se traduziu em desconfiança por parte dos acionistas, o que gerou uma forte queda no preço das ações da empresa e, por fim, a falência da mesma.

1.3.2. Riscos de Desenvolvimento e Produção

Na medida em que se torna possível obter informações mais detalhadas sobre a estrutura geológica do campo, tais incertezas são mitigadas e, conseqüentemente, as incertezas relacionadas à tecnologia de produção e fator de recuperação do poço aumentam. Entretanto, na fase de planejamento da etapa de desenvolvimento, o processo decisório é muito complexo, uma vez que existe um grande número de incertezas e há um grande esforço

para prever o volume de produção da maneira mais precisa possível. Os riscos, por sua vez, assumem uma natureza diferente, uma vez que eles passam a apresentar um caráter mais econômico do que geológico.

A fase de desenvolvimento é extremamente complexa, pois são instalados os equipamentos (plataformas, equipamentos de boca de poço, de controle e de separação) e são contratados diversos serviços necessários para extrair, tratar, estocar, escoar e transportar o petróleo encontrado. Nesta fase são realizados estudos de viabilidade, análise de segurança e risco, estudos ambientais e avaliação de impacto, etc. Decide-se, portanto, o tipo de estrutura (plataformas, dutos, etc.) a ser instalada, gerida e construída pela empresa contratada de modo a atender os requisitos estipulados pelo órgão regulador.

Na fase de produção inicia-se a extração comercial do petróleo. Nesta etapa, além do processo de extração do hidrocarboneto, as atividades na plataforma concernem apenas o apoio logístico necessário para transporte de empregados, fiscais e equipamentos para manutenção, as atividades de manutenção e operação das embarcações. Assim, os riscos envolvidos nesta fase estão diretamente relacionados a estas atividades e ainda às variáveis que indicam a rentabilidade do projeto (preço do petróleo e custos operacionais, por exemplo).

1.3.2.1. Depleção das Reservas

Uma vez estimado o volume de petróleo recuperável, é necessário estimar a velocidade de produção ou a depleção das reservas de petróleo e gás. Este elemento é de extrema relevância uma vez que existe, conforme estabelecido em contrato, um período de tempo em que a empresa possui o direito de operar a produção do campo de petróleo. Além disso, é necessário estimar a velocidade de depleção para que seja possível decidir a velocidade com que os investimentos serão realizados e a técnica de aumento da taxa de recuperação mais apropriada para o projeto.

Assim, na fase de desenvolvimento, devem ser estimados fatores tais como: o número ótimo de poços perfurados e sua localização, a porcentagem de poços secos, a área de drenagem por poço, o índice de produtividade por poço, as restrições operacionais sobre a taxa de produção, as taxas iniciais de declínio, as taxas de abandono e os preços dos produtos.

Uma das principais fórmulas utilizadas para prever a curva de produção é a curva de declínio exponencial. Este modelo pode ser determinístico, tal como descrito na fórmula, ou pode ser estocástico se os parâmetros q_i e a , que representam respectivamente a produção inicial e a taxa de declínio, como variáveis aleatórias. Tal modelo respeita a seguinte equação:

$$q = q_i e^{(-at)}, \text{ onde: } t = \text{tempo em anos.}$$

Já durante a fase de produção, um dos principais elementos que permitem acompanhar algumas destas variáveis é a tecnologia sísmica 4D. Esta é capaz de mapear e monitorar os movimentos dos hidrocarbonetos e mudanças de pressão, e as demais características da estrutura geológica, durante o período de produção. Deste modo, esta tecnologia contribui não só para aumentar as taxas de recuperação, mas também para um melhor gerenciamento dos campos (Consoli, Helder; 2012). Por este motivo, esta tecnologia está sendo adotada por várias empresas exploradoras de petróleo nos anos recentes como uma ferramenta que contribui para lidar com as incertezas e riscos associados ao *upstream*.

1.3.2.2. Produtividade

Na fase de produção, outra variável importante é a produtividade dos poços produtores. Como já foi observado, tal variável não é controlável nem pelo governo, nem pelas empresas que operam um dado campo (na verdade as operadoras podem aumentar a produtividade através de técnicas de recuperação, como injeção de gás, por exemplo, mas este aumento é temporário).

A produtividade de cada poço é determinante para definir o número de poços perfurados. Quanto maior a produtividade, menor será o número de poços necessários para produzir uma dada quantidade de petróleo. Uma vez que os custos de perfuração são muito elevados, torna-se evidente a relevância da produtividade em dois aspectos: na redução de custos da atividade e no aumento da produção (e, conseqüentemente, da rentabilidade do projeto).

1.3.2.3. Preço do Petróleo

No que se refere aos riscos econômicos do projeto, uma das principais variáveis de risco é o preço do petróleo. Sendo a principal commodity internacional, os preços do petróleo

são definidos de acordo com sua cotação de referência (Brent ou WTI) nos mercados financeiros que são reflexo do comportamento da oferta e demanda por petróleo no mercado internacional (e, certamente, de especulação).

É importante enfatizar, entretanto, que existe uma via de mão dupla entre os riscos associados às variações no preço do petróleo e o arcabouço regulatório dos principais países produtores e os mecanismos de determinação de preços (que variam com o tempo). Se por um lado os regimes regulatórios precisam criar mecanismos que flexibilizam a rentabilidade do projeto, para que as empresas possam lidar com cenários de preço desfavoráveis, por outro lado, o sistema que determina preços muda ao longo dos anos, conforme mudanças na regulação e/ou funcionamento do mercado.

A partir dos anos 1970, por exemplo, os principais países produtores passaram a assumir o controle da produção de seus campos de petróleo. Neste contexto, os antigos sistemas de concessão foram substituídos por relações contratuais de longo prazo entre as empresas nacionais de petróleo dos países produtores e as antigas concessionárias. A partir disso, o preço do petróleo passou a ser determinado unilateralmente pelos países membros da OPEC, ou seja, uma mudança institucional e na relação contratual entre empresas estrangeiras e governo dos países produtores, redefiniu o processo de determinação de preços.

Neste sentido, é importante traçar um breve histórico dos mecanismos de determinação dos preços do petróleo. A partir dos anos 1980, este sistema de determinação de preços do petróleo foi gradualmente substituído pelo desenvolvimento dos mercados spot¹¹. O mercado spot apresentou um forte crescimento após o segundo choque do petróleo, em 1979. O pânico dos compradores e as pressões de demanda após o segundo choque fizeram com que os preços no mercado spot se tornassem maiores que os preços oficiais. Assim, os contratos de longo prazo, determinados pela OPEP passam a perder espaço para o volume transacionado no mercado spot (Favenec, J.P., 1998).

¹¹O termo “mercado spot” significa o conjunto de acordos de compra e venda spot numa área onde há uma significativa concentração de atividades comerciais de um ou vários produtos. Estes acordos, conhecidos como “Over the Counter” eram negociados por telefone e feitos mutuamente entre as partes. Enquanto os negociadores não precisam estar próximos para fechar o acordo, a proximidade entre comprador e vendedor facilita a transação. Por isso, eles se concentram em algumas poucas áreas geográficas (Londres, Nova Iorque e Cingapura) caracterizadas por um grande tráfego de petróleo, pela presença de um grande número de *oiltraders* e *brokers* e pouca transparência de preços e volumes de petróleo negociados. (Favenec, J. P., 1998)

Além disso, este mercado cresceu em virtude da produção de petróleo no Mar do Norte e no Alasca. Com o aumento da disponibilidade de petróleo para os países ocidentais nos anos que se seguiram, a segurança de abastecimento deixou de ser uma prioridade, e os contratos de longo prazo (determinados pela OPEC) foram preteridos, uma vez que os preços negociados no mercado spot permitiam otimizar os custos dos compradores, de acordo com suas demandas de curto e médio prazo. Assim, os preços no mercado spot passaram a ser referência no mercado, uma vez que a maior parte do volume transacionado seguia os preços deste mercado.

Nos anos 1990 os mercados spot foram organizados e o mercado financeiro se desenvolveu. A organização do mercado spot se deu, por exemplo, pela definição de preços de referência (Brent, WTI e Dubai) aos quais os preços do petróleo de outras qualidades estavam indexados. Os preços do mercado spot se tornaram referência em virtude do fato de que eles representam os preços das quantidades marginais de petróleo comercializado nos mercados, ou seja, do volume comercializado para ajustar oferta e demanda.

Entretanto, uma vez que os acordos de compra e venda eram negociados diariamente e a conseqüente volatilidade de preços geravam riscos financeiros consideráveis, era necessário criar mecanismos que protegessem os operadores do mercado. Assim, foram criados os mercados de contratos futuros (que na verdade já existiam desde o início dos anos 1980) e foram criados mecanismos mais sofisticados como swaps e opções. Atualmente, estes mecanismos possuem um papel fundamental na determinação de preços do petróleo, tendo em vista o processo de financeirização do mercado da *commodity*. Considerando ainda que o mercado financeiro é caracterizado por um grande número de transações meramente especulativas, fatores desestabilizadores (de natureza macroeconômica, por exemplo) tendem a gerar uma variação considerável de preços, que não reflete precisamente as relações de oferta e demanda por petróleo.

1.3.2.4. Riscos de Acidentes

Além dos aspectos econômicos, existem riscos de natureza técnica que possuem o potencial de gerar acidentes de grandes proporções e, conseqüentemente, consideráveis danos aos resultados financeiros do projeto de E&P. Tais riscos estão associados à probabilidade de ocorrência de um eventual erro técnico na construção ou operação de uma plataforma, poço,

etc que gerem perdas físicas (danos em equipamentos, interrupção da produção da produção) para a empresa operadora (Consoli e Almeida, 2012).

Neste sentido importante evidenciar o *trade-off* existente entre o risco de que ocorra algum acidente (e os custos associados às paradas para manutenção e demais atividades que indiretamente contribuem para a prevenção de acidentes) e o custo a ser empregado para lidar com as consequências do acidente e respeitar as medidas impostas por lei de acordo com cada caso¹².

1.3.3. Risco Institucional

Os riscos técnicos e econômicos estão acompanhados ainda de riscos que possuem uma terceira origem. Os riscos de natureza institucional, conforme o nome sugere, se referem aos aspectos institucionais de um determinado país onde são realizadas atividades de E&P. Tais riscos englobam o risco político e o risco regulatório.

O risco político decorre de incertezas referentes à governabilidade, ou seja, à estabilidade de um determinado governo (Holburn et al. 2000). Este elemento constitui um aspecto de extrema relevância, uma vez que a estabilidade política de um país é um fator primordial para a garantia de que os contratos sejam cumpridos e que não haja expropriação de áreas licitadas e/ou nacionalização dos demais ativos das empresas de petróleo.

A expropriação está amparada na lei Internacional (United Nations Resolution 3281 (XXIX) 1974). De acordo com esta, o ato de expropriação de ativos de uma empresa estrangeira pode ser feito, desde que satisfaça as seguintes condições: (i) não tenha uma motivação discriminatória; (ii) esteja orientada para atender necessidades de natureza pública, e; (iii) tenha como contrapartida uma compensação financeira justa. Um dos principais problemas neste sentido é definir um montante adequado para a compensação financeira. Mesmo amparada pela lei internacional, os países em desenvolvimento entendem que a compensação financeira é determinada de acordo com sua legislação doméstica (O'Connor, 1983).

Dada esta problemática, os investidores devem estar atentos para sinalizações (tais como trocas constantes de política, flutuações nas leis tributárias, iminentes conflitos civis e

¹² Para maiores detalhes ver Consoli, 2012.

mudanças no governo) que indicam a presença de falhas institucionais e falta de estabilidade política num determinado país.

Enquanto o risco político está associado a problemas referentes à ordem político-social, o risco regulatório está relacionado à segurança relativa ao cumprimento dos contratos assinados, mesmo que ocorram mudanças institucionais ou de governo num determinado país. Um arcabouço regulatório estável é crucial, uma vez que os investimentos em E&P apresentam um longo tempo de maturação e, portanto, o retorno dos mesmos ocorre a longo prazo. Além disso, o regime regulatório pode apresentar mecanismos que permitem mitigar os riscos de natureza técnica e/ou econômica, de modo a tornar mais segura a decisão de investimento das petroleiras.

Uma importante sinalização de que um determinado país apresenta um baixo risco regulatório é a presença de uma agência reguladora autônoma, capaz de assegurar o cumprimento dos contratos firmados entre as empresas e o proprietário do recurso (o governo, nos países onde este detém a propriedade dos recursos do subsolo ou o proprietário da terra, nos países em que o proprietário da terra detém os direitos de exploração do respectivo subsolo).

1.4. Conclusão

A análise apresentada torna evidente que o negócio do petróleo na fase de *upstream* apresenta uma série de riscos e incertezas que podem gerar grandes impactos sobre os custos e, conseqüentemente, sobre a rentabilidade de um projeto de E&P. Estes riscos e incertezas levam as empresas de petróleo responsáveis a direcionarem recursos não apenas sobre as tecnologias empregadas no projeto, mas ainda a realização de uma série de projeções e estimativas sobre as variáveis determinantes daqueles riscos e incertezas.

Desta forma, as atividades de E&P estão sujeitas a fatores que podem gerar fortes impactos sobre a rentabilidade do projeto. Além disso, a variação de alguns destes fatores independe das decisões do governo (no que se refere ao aparato regulatório adotado) e, ao mesmo tempo, independe do processo decisório das empresas. Assim, esta análise permite sustentar a idéia de que o arcabouço regulatório adotado não é suficiente, apesar de importante, para indicar o sucesso ou fracasso da campanha exploratória e das demais fases características do *upstream* da cadeia do petróleo. Entretanto, é possível que o governo adote

mecanismos fiscais que permitam amortecer os impactos das flutuações destes fatores sobre a indústria de E&P.

Conforme apresentado, existe uma série de possibilidades sobre a escolha e desenho de um regime regulatório. Seus mecanismos contratuais podem variar não apenas no que se refere às formas de outorga do direito de explorar uma dada região mas ainda sobre o arcabouço fiscal e, conseqüentemente, os mecanismos pelos quais o governo é capaz de se apropriar da renda do petróleo.

Portanto, dada a complexidade referente aos riscos envolvidos nas atividades de E&P, o governo deve definir o regime regulatório possuindo como critério as características geológicas dos recursos, o volume estimado de recursos, as incertezas e riscos de natureza institucional e econômica. Os mecanismos de arrecadação adotados e a capacidade de controle do governo no processo decisório sobre os projetos de E&P deve ser compatível não somente com os objetivos referentes ao ritmo de investimentos planejado pelo governo, mas ainda às incertezas existentes. A fim de traçar o início de uma linha argumentativa que visa orientar o desenho regulatório e institucional de E&P no Brasil, o próximo capítulo expõe os sistemas regulatórios atualmente vigentes no país e os respectivos mecanismos adotados pelo governo brasileiro a fim de se apropriar de parte da renda petrolífera.

CAPÍTULO 2 – O ARCABOUÇO REGULATÓRIO NO BRASIL

O arcabouço regulatório adotado no Brasil sofreu importantes modificações ao longo do século passado e início deste século, seja como resposta às flutuações do mercado internacional de petróleo seja como resposta às necessidades de suprimento interno. O forte crescimento econômico no século passado associado à relativa escassez de petróleo e derivados evidenciou a capacidade político-institucional do país no sentido de garantir a segurança energética, principalmente no período imediatamente após os choques do petróleo. Em 2007, a descoberta dos recursos do Pré-sal representou o começo de uma importante mudança no cenário energético do país, exigindo novas mudanças no marco regulatório. Estes aspectos evidenciam como os fatores políticos, técnicos e econômicos discutidos anteriormente são cruciais para o processo de desenvolvimento de um arcabouço regulatório-institucional para o setor de petróleo e gás.

Considerando tal processo de mudanças no regime regulatório brasileiro, o propósito deste capítulo é verificar os aspectos que motivaram as mudanças no regime regulatório brasileiro, até o ponto em que seja possível identificar as principais características do atual arcabouço regulatório de E&P no Brasil e apontar algumas críticas sobre o mesmo. Para tanto, a análise será dividida em três tópicos. No primeiro, é feita uma breve análise histórica do setor de E&P até o momento presente. No segundo, serão expostos os principais mecanismos regulatórios e fiscais característicos do modelo de Concessão do Brasil e criados após a abertura do setor de E&P. E, no terceiro, serão articulados os principais pontos que caracterizam o modelo de Partilha adotado no Brasil, explicitando suas diferenças em relação ao modelo de Concessão e suas principais fragilidades.

2.1. Análise Histórica da Regulação de E&P no Brasil

A história da indústria brasileira de petróleo pode, sob a perspectiva da regulação, ser dividida em cinco fases distintas. A primeira fase compreende o período do final do século XIX até 1934, quando foi instituído o Código de Minas. A segunda fase é marcada pelo início da vigência do Código de Minas, como um primeiro passo no sentido de estabelecer uma institucionalidade de regulação das atividades de exploração de recursos naturais no Brasil, e termina com a criação da Petrobras e seu monopólio sobre o *upstream*. A terceira fase começa em 1953, quando da criação da Petrobras, e se estende até a instituição da Emenda

Constitucional n° 9/1995 que propõe um ambiente institucional adequado para gerar concorrência no setor de petróleo e gás.

A quarta fase é caracterizada pelo processo de criação das instituições necessárias para a concretização das propostas da Emenda Constitucional n° 9/1995 e o estabelecimento do regime de concessão. A quinta fase, ainda não exatamente definida, tem como marco inicial a descoberta do pré-sal, que leva à criação de um modelo regulatório para a exploração do mesmo e que pretende lidar com os desafios do posicionamento do Brasil como exportador de petróleo nas próximas décadas. Respeitando tais fases históricas da regulação da indústria do petróleo no Brasil, esta seção será dividida em cinco tópicos, cada um correspondente a uma das fases apresentadas.

2.1.1. Primeira fase

O primeiro período histórico considerado (da independência até 1934) é, sob a perspectiva da regulação, marcado por instabilidade e fragilidade institucional, uma vez que as leis que orientavam as atividades de pesquisa e lavra de recursos minerais mudavam constantemente. Esta característica impedia que fossem feitos importantes investimentos na pesquisa e exploração de recursos, uma vez que na ausência de um ambiente institucional claramente definido e previsível, as custosas atividades de lavra poderiam não ser capazes de gerar rentabilidade. Assim, o mercado era caracterizado pela falta de confiança, o que implicava na não realização dos investimentos necessários para desenvolver o setor de petróleo e gás naquela época (Tolmasquim e Pinto Jr. 2007).

Além disso, outro fator que representa a dificuldade para o desenvolvimento do setor na época se dava pelo fato de que o paradigma tecnológico da energia (para iluminação, transporte e aquecimento, por exemplo) no Brasil ainda estava fortemente baseado em outras fontes de matérias primas que não o petróleo ou gás.

A partir da independência do Brasil, todos os recursos que no período da colonização pertenciam à Coroa portuguesa, passaram a ser de propriedade do Império brasileiro. Este passou a fazer uma série de decretos que concediam o direito de exploração de determinadas áreas a particulares. O Decreto Imperial n° 3352-A/1864 exemplifica o tipo de contrato realizado na época. Dentre as suas principais características, podem ser destacadas: prazo de um ano para o término das atividades de exploração, prazo de dois anos para o início das atividades de lavra, pagamento de um imposto de dois mil reis para cada data mineral e um

imposto proporcional ao rendimento líquido da lavra, e possibilidade de vender, trocar ou doar a propriedade da mina, com permissão prévia do Governo Imperial.

Com a proclamação da República e a promulgação da Constituição Federal de 1891, foi instaurado o sistema fundiário, no qual o proprietário do solo possui direitos de propriedade do subsolo correspondente (como nos Estados Unidos). Apesar disso, a nova Constituição implicou no retrocesso dos investimentos no setor, uma vez que as minas e terras devolutas passaram a pertencer aos Estados. Mais especificamente, o enfraquecimento do setor se deu, em grande medida, como consequência da falta de regulamentação do princípio de acessão na Constituição. Além disso, o desinteresse das grandes empresas internacionais pode ser justificado pelo não reconhecimento de estruturas geológicas favoráveis à presença de hidrocarbonetos no Brasil.

Assim, resumidamente, até os anos 1930, as principais medidas voltadas para estimular o setor, que passava por um processo de forte crescimento em várias regiões do mundo, foram: a criação da Comissão de Estudo das Minas de Carvão em 1904 e do Serviço Geológico e Minerológico do Brasil (SGMB) em 1907; a promulgação de uma Emenda Constitucional que vetava a transferência de minas, jazidas e territórios de interesse estratégico para estrangeiros; encaminhamento, em 1927, de um Projeto-lei sobre petróleo para a Câmara dos Deputados.

2.1.2. Segunda fase

A partir da era Vargas, nota-se que o Estado brasileiro passa a ter um posicionamento mais intervencionista, seja como ente protagonista do desenvolvimento econômico, seja como regulador do setor privado. Tal mudança de posicionamento reflete diretamente nas mudanças institucionais verificadas no período que compreende os anos 1934 e 1953 no setor do petróleo. Estas foram calcadas na percepção getulista de desenvolvimento, caracterizada pela idéia de que o setor do petróleo apresentava um caráter estratégico para o desenvolvimento da indústria nacional .

O principal marco do início desta nova fase do setor foi o estabelecimento do Código de Minas em 1934, com o Decreto nº 24.642/1934. Este tinha como propósito principal unificar as diferentes leis e diretrizes referentes à exploração e produção de minérios e de petróleo. Além disso, o Código tornava claro como o governo passou a compreender o papel estratégico do petróleo, uma vez que instituía que a propriedade do subsolo era do Estado

(conforme estabelecido a Constituição de 1934) e que os concessionários não podiam estabelecer contratos com governos ou sociedades estrangeiras ligadas às atividades de exploração, comercialização e transporte de petróleo a não ser que obtivessem o aval do governo brasileiro.

No mesmo ano foi criado o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), que assumiu as atribuições do Serviço Geológico e Minerológico do Brasil (SGMB), dentre as quais deve-se enfatizar a realização de estudos geológicos. Já em 1938, um capítulo exclusivamente sobre petróleo foi adicionado no Código de Minas.

Apesar de manter o papel do Estado como regulador das atividades de pesquisa e lavra dos recursos minerais através da concessão dos direitos de exploração às empresas privadas, esta nova versão do Código de Minas ainda atribuía à União o direito de exercer atividades do *upstream* da cadeia do petróleo e permitia ainda que a União obtivesse participação nos resultados das empresas privadas nacionais ou estrangeiras que exercessem atividades de E&P por sua conta e risco (ou seja, permitia a realização de contratos de serviço com risco).

Ainda em 1938, foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), órgão subordinado diretamente à Presidência da República. Dentre as principais funções deste órgão, pode-se enfatizar a regulação do setor de petróleo (determinando, uniformemente, os preços dos derivados em todo o território nacional, emitindo autorizações para a instalação de refinarias e opinando sobre a autorização do direito de pesquisa e concessão de lavra), a elaboração da política nacional do petróleo e a execução de trabalhos de pesquisa em território nacional para a União. Tais funções refletiam o esforço político em evitar gargalos no setor de energia que pudessem impedir o desenvolvimento da indústria nacional, ou seja, visava permitir uma crescente oferta de derivados no mercado doméstico.

Em 1939 foi descoberto, através do DNPM, o primeiro campo de petróleo comercialmente viável no Brasil na região de Lobato na Bahia. Além desta, outras descobertas comercialmente viáveis se sucederam. Associado a este fator, a Segunda Guerra Mundial gerou dificuldades para o suprimento de derivados no mercado internacional. Assim, o governo passou a assumir como prioridade uma política voltada para o refino e transporte de petróleo no Brasil. Iniciaram-se neste período as discussões sobre a instalação de refinarias no país que se concretizaram apenas nos anos 1950.

É importante notar que neste período as grandes empresas internacionais de petróleo (majors) não demonstravam interesse em iniciar suas operações no Brasil no segmento de upstream, apesar do fato de que a Constituição de 1946 eliminou a proibição da atuação de empresas estrangeiras no setor. Tal desinteresse associado ao aumento do consumo de derivados no Brasil, à necessidade de atender a demanda da indústria que se desenvolvia e, conseqüentemente, ao peso que o crescente volume de importações de derivados representava para a Balança Comercial, gerava a necessidade de adotar medidas mais incisivas para guiar o desenvolvimento da indústria de petróleo nacional.

Assim, no início dos anos 1950, com o apoio popular da campanha "O Petróleo é Nosso", o novo governo Vargas se encontrava diante de um contexto favorável à criação de um monopólio estatal do petróleo. Assim, após muitas discussões na Câmara e no Senado a Lei nº 2004/1953 foi aprovada e sancionada pelo presidente Getúlio Vargas. Assim, foi definido o monopólio nacional das atividades de pesquisa, lavra, refino e transporte de petróleo e seus derivados e de gás natural, representado pela Petróleo Brasileiro S.A. (uma sociedade de economia mista). A lei determinava ainda que a União deteria pelo menos 51% das ações ordinárias.

2.1.3. Terceira fase

A terceira fase compreende o período entre 1953, data da criação da Petrobras, a 1995, quando ocorreu o processo de abertura do setor para a participação de empresas estrangeiras também no *upstream* da cadeia de petróleo. Neste período se observa um processo de surgimento, desenvolvimento e modernização dos setores de refino e de E&P no Brasil. Entretanto, não foram observadas mudanças institucionais relevantes no período.

A criação da Petrobras representou um importante marco institucional para o país. Por constituir um monopólio, sua estratégia era de atuar em todos os níveis da cadeia do setor. Quando da sua criação, a empresa foi dotada com recursos da ordem de US\$165 milhões referentes às estruturas de produção refino e infraestrutura de CNP (que forneceu ainda os dados sobre estudos das bacias brasileiras), além de uma estrutura legal que vinculava a arrecadação de alguns impostos ao financiamento das operações da empresa.

A partir da disponibilidade destes recursos, a prioridade inicial da Petrobras foi de investir na criação de um parque de refino no Brasil, capaz de atender a demanda interna de derivados. Tal estratégia se justificava ainda pelo fato de que contribuía para aliviar a Balança

Comercial, uma vez que o preço do petróleo importado é menor do que dos derivados importados. Além disso, a ênfase no refino residia no papel central que este segmento desempenha na *rationale* de integração vertical da indústria do petróleo (Alveal, 1994).

No que se refere ao *upstream* da cadeia, a atuação da Petrobras, orientada por um geólogo norte-americano que realizou estudos sobre as bacias brasileiras, iniciou primeiramente seus programas de exploração *onshore* e, posteriormente, *offshore* em águas rasas. Apesar dos desafios de natureza geológica, tecnológica e financeira, a Petrobras conseguiu criar uma estrutura industrial integrada e moderna.

A partir da década de 1970, com a percepção de que haveria mudanças no mercado internacional do petróleo (uma vez que os países que compunham a OPEP estreitavam suas relações), foram feitas modificações fiscais de modo a incentivar a Petrobras a assumir maiores riscos exploratórios. A partir dos choques do petróleo que caracterizaram a década em questão, a estratégia da Petrobras em realizar pesquisas *offshore* foi reforçada.

Neste novo contexto, foram aprovados os contratos de serviço de risco. Este tipo de contrato estabelecia que as empresas internacionais de petróleo assumiriam, por sua conta e risco, as atividades de E&P, cuja produção seria entregue à Petrobras e, em caso de sucesso, obteriam participação dos resultados. Entretanto, esta estratégia do governo não surtiu efeito uma vez que apenas um consórcio de empresas, formado pela Pecten, pela Marathon e pela Shell, apresentou êxito no campo de Merluza em 1979. Além disso, o governo lançou o Proálcool, com o propósito de ampliar o uso do álcool como oxigenante e introduzir seu uso como combustível (substituindo e, conseqüentemente, reduzindo o consumo de gasolina).

A partir dos anos 1980, por meio de seus estudos e esforços exploratórios, a Petrobras fez suas primeiras grandes descobertas na Bacia de Campos, em águas profundas. A nova fronteira exploratória demandou consideráveis investimentos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias para lidar com as particularidades dos campos de Albacora e Marlim. Com a Constituição de 1988, os contratos de risco foram vetados e a União passou novamente a exercer o monopólio sobre as atividades da indústria do petróleo (Dias Leite, 2007).

Apesar das novas descobertas, o processo de redução de preços do petróleo no mercado internacional e o contexto econômico-financeiro do Estado brasileiro gerava questionamentos sobre a necessidade deste monopólio. Enquanto isso, no cenário internacional, os Estados nacionais passavam por um processo de reforma, caracterizado pela

redução de seu papel no ambiente econômico que se traduzia em reformas liberalizantes em vários setores, dentre os quais estavam a indústria do petróleo e de energia elétrica, por exemplo.

Impulsionados por essa onda liberalizante, argumentava-se que a atração de capital estrangeiro para o setor permitiria gerar competitividade e que, conseqüentemente, isso seria benéfico para o setor. Assim, foi aprovada a Emenda Constitucional nº 9/1995 que permitia que a União contratasse outras empresas que não a Petrobras para exercer atividade de E&P no Brasil.

2.1.4. Quarta Fase

A quarta fase se inicia com a quebra do monopólio da Petrobras no *upstream* da cadeia e a criação das instituições necessárias para permitir o funcionamento do mercado e se encerra com a instituição do Regime de Partilha sobre o Pré-sal e sobre as áreas estratégicas. A Lei nº 9478/1997 regulamentou a Emenda Constitucional nº 9/1995 e definiu, dentre outros fatores, que as contratações pela União poderiam ser exercidas mediante concessão (precedida de licitação) ou autorização por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no país.

É importante notar que, apesar do processo de abertura do setor e das sucessivas privatizações observadas nos anos 1990, a capacidade operacional, a propriedade e a estrutura vertical da Petrobras foram mantidas. A petroleira permaneceu como uma empresa de economia mista cuja propriedade acionária com direito a voto pertencia majoritariamente à União. Além disso, a empresa manteve seus direitos sobre seus ativos das áreas de produção onde operava, das estruturas de refino, transporte, armazenagem e distribuição. Entretanto, vale notar que a lei estabeleceu o princípio de livre acesso a terceiros nos ativos de transporte e armazenagem da Petrobras. Além disso, conforme estabelecido pela lei, a Petrobras teve que repassar à ANP todos os dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo desenvolvidas no período referente ao exercício do monopólio.

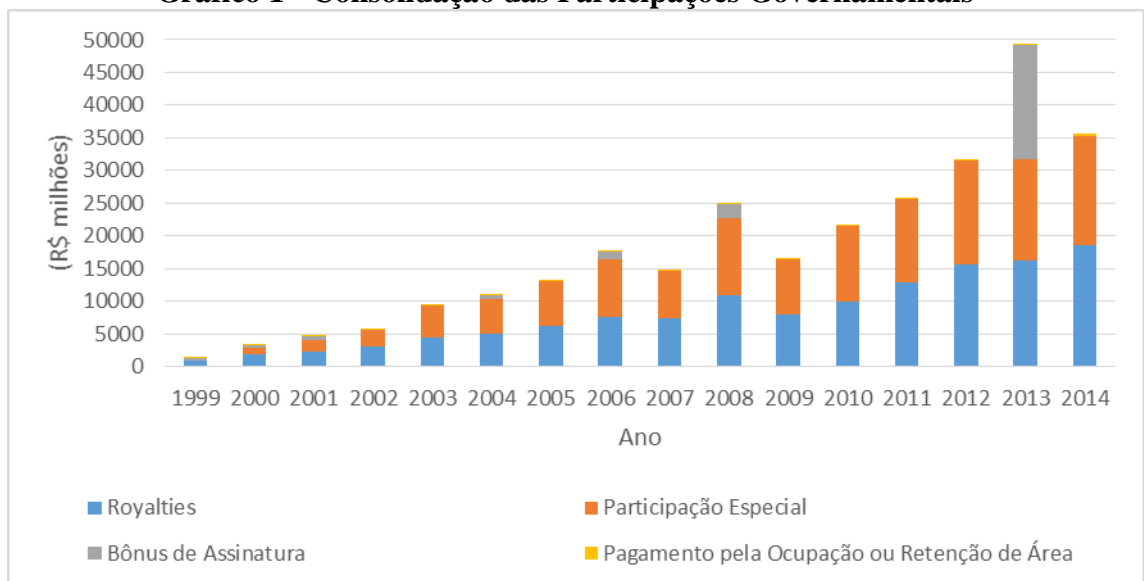
Assim, este período foi caracterizado pela entrada de novos atores na indústria brasileira do petróleo. A Petrobras, apesar de ter que aprender a lidar com tais atores, estabelecendo parcerias com empresas internacionais, permaneceu como maior operadora de campos de petróleo no Brasil (uma vez que a mesma dispõe de melhores informações sobre as

estruturas geológicas do Brasil do que as empresas que entraram posteriormente). Além disso, apesar da liberalização dos demais segmentos da cadeia, a Petrobras ainda exerce o papel de monopolista no refino e transporte de petróleo e derivados, dadas as fortes barreiras à entrada observadas pela posição da Petrobras mesmo após a liberalização.

Para lidar com o novo ambiente do setor, foram criadas instituições para regular, fiscalizar e permitir o diálogo entre o governo e os agentes a indústria (uma vez que, apesar do novo cenário, o processo de desenvolvimento da indústria ainda é guiado pela política energética cuja orientação está, primordialmente, em linha com os interesses do Estado brasileiro). O CNPE foi instituído com o propósito de assessorar o Presidente da República no sentido de propor políticas nacionais e medidas específicas na área energética. Além deste, foi criada a ANP, órgão cujo papel consiste em regular, contratar e fiscalizar as atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo.

No que se refere às formas de apropriação da renda petrolífera pelo Estado, foram instituídos novas forma de arrecadação, tais como: bônus de assinatura, royalties, participações especiais e, taxa de ocupação e retenção de área. Como pode ser observado na figura a seguir, o valor arrecadado pelo governo saltou de R\$1,4 bilhão em 1999 (quando da primeira rodada de licitação) para aproximadamente R\$23 bilhões em 2008. Em 2013, quando do primeiro leilão do pré-sal e da 12ª rodada de licitação, este valor atingiu R\$ 49,5 bilhões (dos quais R\$ 15 bilhões correspondem apenas ao bônus de assinatura do campo de Libra).

Gráfico 1 - Consolidação das Participações Governamentais



Fonte: Elaboração própria, conforme dados da ANP

O processo de licitações, observado a partir de 1999, ocorreu com uma periodicidade relativamente bem definida (uma rodada de licitação por ano) até 2008 (décima rodada). No seguinte quadro é possível observar os principais resultados das rodadas de licitação de blocos exploratórios desde 1999.

Tabela 1 – Resultado das Rodadas de Licitações de Blocos por Rodada

RODADAS DE LICITAÇÃO	1ª RODADA	2ª RODADA	3ª RODADA	4ª RODADA	5ª RODADA	6ª RODADA	7ª RODADA	8ª RODADA (Interrompida Judicialmente)	9ª RODADA	10ª RODADA	11ª RODADA	12ª RODADA
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2013	2013
Blocos Ofertados	27	23	53	54	908	913	1134	284	271	130	289	240
Blocos Concedidos	12	21	34	21	101	154	251	38	117	54	200	72
Blocos Onshore Concedidos	0	9	7	10	20	89	210	-	65	54	87	72
Blocos Offshore Concedidos	12	12	27	11	81	65	41	-	52	-	113	0
Área Concedida (km²)	54660	48074	48629	25289	21951	39657	194651	11890	45614	48154	100300	-
Bacias Sedimentares	8	9	12	18	9	12	14	7	9	7	11	7
Empresas Vencedoras	11	16	22	14	6	19	30	23	36	17	30	7
Novos Operadores	6	6	8	5	1	1	6	7	11	5	-	-
Levantamento Sísmico 2 D Mínimo (km de linhas)	43000	45850	44700	17000	83700	Variável	Variável	-	Variável	Variável	Variável	-
Nº mínimo de Poços Exploratórios a serem Perfurados	58	96	136	83	210	Variável	Variável	-	Variável	-	Variável	-
Bônus de Assinatura (milhões de US\$)	181	262	241	34	9	222	485	268	1141	38	1384	74
Investimento Mínimo no Primeiro Período Exploratório (milhões de US\$ em três anos)	65	60	51	28,5	121	681	829	-	739	259	3410	-

Fonte: ANP

A partir da descoberta do Pré-sal, entretanto, as novas licitações previstas foram interrompidas até que fossem mapeadas as áreas que compreendem os recursos do Pré-sal e se estabelecesse o regime regulatório correspondente a estas áreas. Segundo o entendimento do governo brasileiro, o considerável volume de recursos estimados no Pré-sal não deveria ser explorado de acordo com as regras do regime de Concessão. O menor risco geológico justificaria a orientação de maior parcela da renda petrolífera para o Estado. Assim, a mudança regulatória correspondente inaugurou uma nova fase da história da regulação do *upstream* do setor de petróleo e gás no Brasil.

2.1.5. Quinta Fase

A quinta fase se inicia com a instituição do regime de partilha e, com este, a situação privilegiada da Petrobras em relação às demais empresas atuantes no setor, uma vez que para os campos localizados na área do Pré-sal a empresa será detentora de, pelo menos, 30% das operações de cada campo, independente do resultado do leilão. Esta fase tem sido marcada pela dificuldade de criar uma regularidade nas licitações características do regime de concessão e, portanto, por incertezas quanto a condução do processo de condução do desenvolvimento da indústria do petróleo pelo Estado.

Com a indefinição sobre o regime a ser adotado para as áreas correspondentes ao Pré-sal, e em razão do fato de que os estudos que demarcavam a área do Pré-sal ainda não estavam completos (ou seja, não se sabia a extensão da área geológica na qual se localizavam os recursos), as rodadas de licitação foram interrompidas a partir de 2008 (quando ocorreu a décima rodada).

Neste período de transição, o governo se limitou a realizar acordos de Cessão Onerosa com a Petrobras com o propósito de manter atividades de pesquisa e lavra offshore e, conseqüentemente, não prejudicar os investimentos no setor e a cadeia de fornecedores de equipamentos e serviços de exploração. Em junho de 2010, por exemplo, a Lei nº 12.276 autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras, dispensada de licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no Pré-sal, não podendo a produção exceder 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo. Em contrapartida, a Petrobras deveria efetuar o pagamento devido por meio de títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado.

A Lei autorizou ainda a União a subscrever ações do capital social da Petrobras e integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal. Além disso, estabeleceu que serão devidos apenas os royalties sobre o produto da lavra de que trata a lei citada, nos termos do artigo 47 da Lei nº 9.478/1997. Desta forma, ficou estabelecida a não incidência de participação especial sobre estas áreas. O contrato se concretizou em setembro de 2010, e contemplou seis áreas definitivas (Florim, Búzios, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi e Nordeste de Tupi) e uma contingente (Peroba). O valor total pago pela Petrobras ao governo pelo direito de explorar as áreas cedidas atingiu R\$74,8 bilhões, o que corresponde a um preço médio de US\$8,51/barril.

Tabela 2 – Volumes e Valores das Áreas Objeto de Cessão Onerosa

Área do Contrato	Volume da Cessão Onerosa (milhões de boe)	Valor do Barril (US\$/boe)	Valoração da Cessão Onerosa (US\$ bilhões)
Florim	467	9,0094	4.207.389.800,00
Franco	3058	9,04	27.644.320.000,00
Sul de Guará	319	7,9427	2.533.721.300,00
Entorno de Iara	600	5,8157	3.489.420.000,00
Sul de Tupi	128	7,8531	1.005.196.800,00
Nordeste de Tupi	428	8,5357	3.653.279.600,00
Peroba			
Valor Inicial do Contrato (US\$)			42.533.327.500,00
Taxa de câmbio			1,7588
Valor Inicial do Contrato (R\$)			74.807.616.407,00

Fonte: Contrato de Cessão Onerosa do Exercício das Atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos - Anexo II

Entretanto, o valor produzido pela Petrobras nestes campos ultrapassará o limite de 5 bilhões de barris. Assim, o governo decidiu contratar a companhia para explorar o óleo excedente em quatro destas áreas (Búzios, Entorno de Iara, Florim e Nordeste de Tupi). Para a exploração deste óleo excedente, será adotado o regime de Partilha e a empresa pagará R\$ 2 bilhões correspondentes ao bônus de assinatura, além de antecipar o pagamento de parte do excedente em óleo num total de R\$13 bilhões (R\$2 bilhões em 2015, R\$3 bilhões em 2016, R\$4 bilhões em 2017 e R\$4 bilhões em 2018). (Reuters, 2014)

A irregularidade das licitações dos campos regidos sob as regras de concessão, por sua vez, se dá em razão do fato de que a Petrobras deve conciliar seu programa de investimentos no Pré-sal (que atualmente constitui a prioridade da empresa e que exigem um considerável montante de recursos) com os investimentos nos campos correspondentes às rodadas de licitação de concessão. Tal conciliação torna-se crucial em virtude da visão estratégica do governo (e da própria Petrobras) no sentido de que a estatal deve operar também os campos que não estão localizados na área do Pré-sal. A participação da Petrobras nestes campos é crucial uma vez que estes possuem desafios técnicos e uma estrutura de custos (de E&P) que não são tão elevados quanto os do Pré-sal, além de possuírem uma capacidade de monetização mais rápida.

Nesta fase, com o leilão do campo de Libra, sob os moldes do modelo de Partilha (especificado no item 2.3.), foi possível observar as falhas existentes no desenho institucional do novo modelo contratual adotado no Brasil e, conseqüentemente, o ambiente de incerteza que predomina no setor desde o estabelecimento do novo modelo.

Para esclarecer as principais características do arcabouço regulatório do *upstream* da cadeia do petróleo no Brasil, na próxima sessão, serão discutidos em maiores detalhes, os aspectos institucionais e a estrutura tributária do sistema de concessão de blocos de petróleo e gás no Brasil e as principais características da legislação vigente.

2.2. O Regime de Concessão

O Regime de Concessão foi instituído em 1997, com a aprovação da Lei nº 9.478. A lei reafirma o monopólio da União sobre as atividades de lavra e pesquisa, de refino, de importação ou exportação e de transporte marítimo de petróleo e de seus derivados. Além disso, esta lei discorre sobre os princípios e objetivos da política energética, sobre o Conselho Nacional de Política Energética, da titularidade e do monopólio do petróleo e do gás natural, da Agência Nacional do Petróleo e do Gás Natural (e Biocombustíveis, conforme estabelecido em 2005), das novas normas para a licitação de campos, exploração e produção de petróleo, das participações governamentais, das normas relativas às atividades do *downstream* da cadeia de petróleo, da Petrobras e sobre o período de transição entre o fim do monopólio e o funcionamento efetivo das instituições e demais determinações instituídas pela lei.

Desta forma, observa-se que esta lei cria um conjunto de instituições que passam a regular e orientar o funcionamento do mercado, estabelecer metas, planejar a política energética, criando ainda um aparato fiscal que passa a incidir sobre as atividades de E&P no Brasil. Nesta seção será exposto, portanto, o arcabouço institucional e fiscal sobre o regime de concessão estabelecido por esta lei, nos termos que vigoram atualmente, evidenciando os diferentes mecanismos de arrecadação do governo que foram criados e suas principais características.

2.2.1. Arranjo Institucional

A definição de um novo arranjo institucional foi alvo de grande discussão na Câmara e no Senado durante os anos 1990. Como o mercado era caracterizado, até então, pela posição monopolista da Petrobras, era necessário criar um conjunto de instituições capaz de comportar as consequências da quebra do monopólio da estatal sobre o funcionamento do mercado. Assim, foram criados o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural (ANP).

O Conselho Nacional de Política Energética é um órgão vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia. O órgão tem como função

propor à Presidência políticas nacionais e medidas específicas a fim de: (i) promover o aproveitamento racional dos recursos naturais; (ii) assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas e de difícil acesso; (iii) rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas as diversas regiões do país; (iv) estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas (conforme a lei nº 11.097/2005); (v) estabelecer diretrizes de importação e exportação (conforme a lei nº 12.490/2011); (vi) definir os blocos a serem objeto de concessão; (vii)estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externos(incluído pela lei nº 11.909/2009); (viii)definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento(conforme a lei nº 12.490/2011); (ix) induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços(conforme a lei nº 12.351/2010).

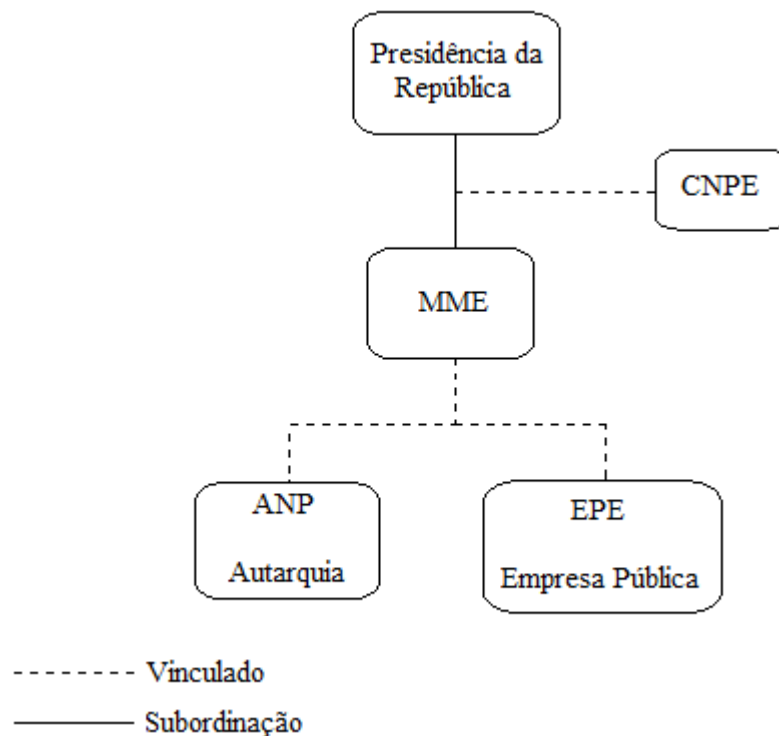
A ANP, por sua vez, é uma entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial e foi instituída como um órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis (os últimos atribuídos apenas a partir de 2005, com a lei nº11.097). Assim, a autarquia é responsável pela regulação, contratação e fiscalização das atividades integrantes da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Além disso, a ANP é, dentre outros fatores, responsável por:(i) realizar estudos e delimitar blocos a serem licitados; (ii) regular as atividades de geologia e geofísica; (iii) elaborar os editais e realizar os processos de licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução; (iv)autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento(conforme a lei nº 11.909/2009); (v)estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviárioe arbitrar seus valores; (vi) instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa das áreas necessárias para o desenvolvimento das atividades que caracterizam a

cadeia do petróleo e gás natural; (vii) fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis; (viii) regular e autorizar as atividades relacionadas ao abastecimento de combustíveis; (ix) especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis (conforme a lei nº 11.097/2005); (x) regular e fiscalizar o acesso à capacidade dos gasodutos (conforme a lei nº 11.909/2009).

Já em 2004, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A EPE é uma empresa vinculada ao MME e cuja principal função é de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético (englobando não apenas os setores de petróleo, gás natural e seus derivados, mas ainda o setor de energia elétrica, carvão mineral e fontes energéticas renováveis). O arranjo institucional então criado segue a ordem de subordinação indicada no seguinte organograma.

Figura 3 – Arranjo Institucional do Sistema Regulatório de Concessão no Brasil



Fonte: MME

2.2.2. Aparato Fiscal

No sistema regulatório de concessões, a renda petrolífera da qual o governo se apropria engloba o bônus de assinatura, os tributos diretos (IRPJ, CSLL, PIS e COFINS) e indiretos (CIDE, ICMS, ISS, IPI, II e IOF) sobre a atividade, royalties (de 5% a 10% do total

da produção) e participação especial (alíquotas progressivas sobre a receita líquida dos campos com elevado volume de produção ou elevada rentabilidade), pagamento pela ocupação ou retenção de área. Além disso, para os casos de E&P *onshore*, as concessionárias devem pagar renda ao proprietário de terra.

2.2.2.1. Royalties

Os royalties constituem um dos principais instrumentos de apropriação da renda do petróleo pelo governo nos contratos de concessão. De acordo com dados da ANP, esta fonte de arrecadação constituiu aproximadamente 52% da arrecadação total do governo proveniente das atividades de E&P em 2014.

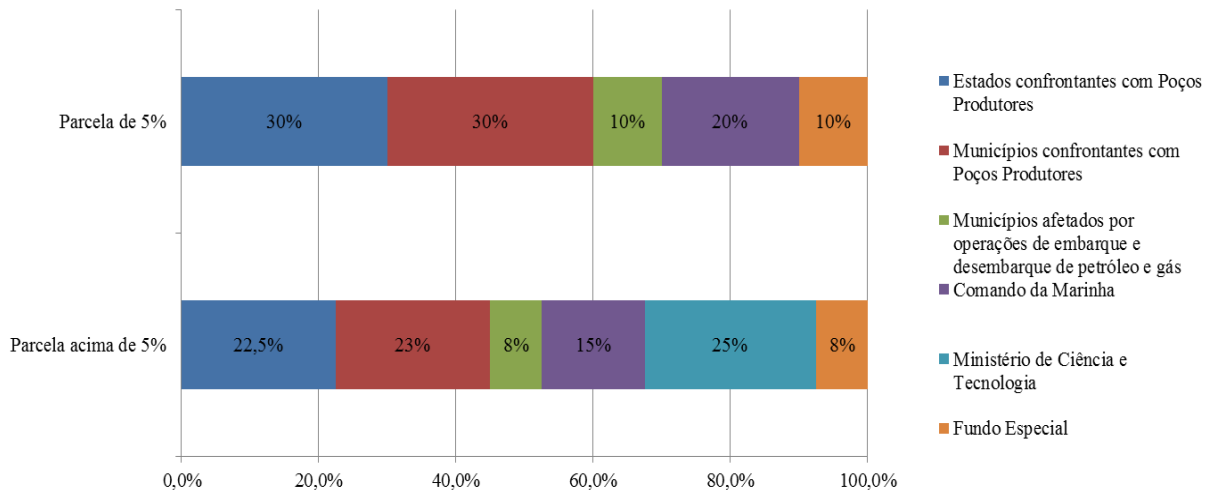
Tal mecanismo de compensação financeira incide sobre o valor da produção e, portanto, é muito volátil, uma vez que está condicionada não apenas pelo volume de petróleo e gás natural¹³ produzido, mas ainda pelos preços de referência¹⁴ e pela taxa de câmbio adotados no cálculo do valor de produção. Tal volatilidade é observada ainda através de mecanismos que podem interromper o pagamento dos mesmos. Com a parada para a manutenção de plataformas, por exemplo, o município que receberia o royalty, não é contemplado, uma vez que a produção do campo correspondente foi interrompida.

A partir da lei nº 9.478/1997, foi estabelecida em 10% a alíquota básica de royalties, entretanto, foram mantidos os critérios de distribuição para a parcela de 5%, estabelecendo uma forma diferenciada de distribuição para a parcela acima de 5%. Até agosto de 1998, os contratos firmados entre a Petrobras e a ANP consideravam royalties de 5% do valor de produção de petróleo e gás natural. A partir da data mencionada, entretanto, entrou em vigência a regra de incidência estabelecida pela lei supracitada, na qual se estabelecia cobrança de 10% do valor produzido. Neste sentido é importante mencionar que cabe à ANP fiscalizar se os valores pagos são corretamente recolhidos, assim como fazer os cálculos para a sua distribuição entre os beneficiários. Os seguintes gráficos ilustram, respectivamente, a distribuição dos royalties para os hidrocarbonetos produzidos na plataforma continental e para a produção *onshore*.

¹³É importante notar que o volume de produção considerado no cálculo, não inclui: (i) o gás utilizado para a elevação artificial; (ii) o gás reinjetado no mesmo campo; (iii) o gás queimado por razões de segurança e comprovada necessidade operacional.

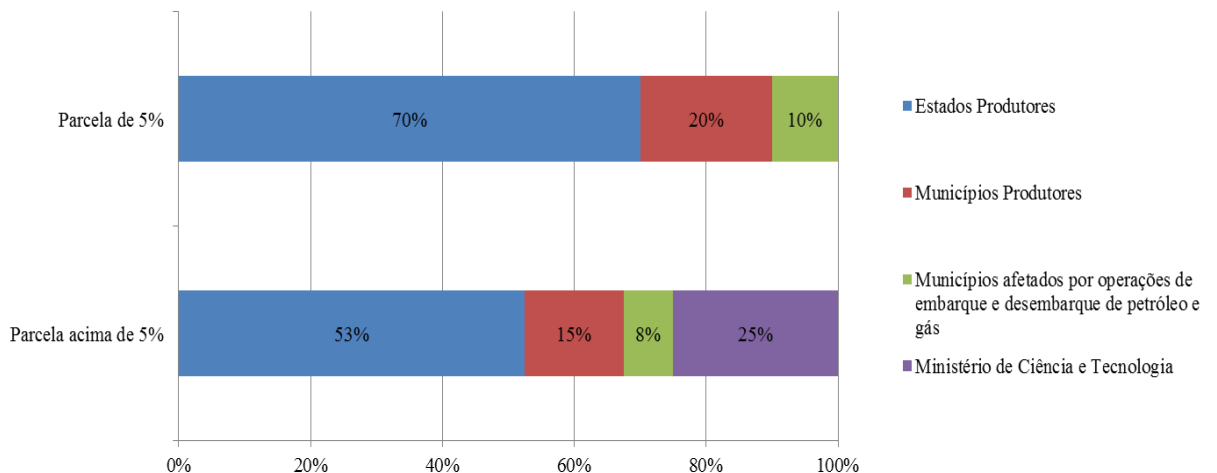
¹⁴O preço de referência mensal a ser aplicado corresponde à média ponderada dos preços de venda (livre dos tributos que incidem sobre a venda: ICMS, PIS e COFINS) praticados pelo concessionário no mês ou o preço mínimo estabelecido pela ANP. O valor aplicado é o maior entre estas duas alternativas.

Gráfico2 - Distribuição dos Royalties da Produção na Plataforma Continental



Fonte: Elaboração própria conforme os dados da lei 9.478/1997 e da lei 7.990/1989

Gráfico 3 - Distribuição dos Royalties da Produção Onshore



Fonte: Elaboração própria conforme os dados da lei 9.478/1997 e da lei 7.990/1989

A possibilidade de uma redução para até 5% (seja antes da celebração do contrato, seja no decorrer do mesmo) decorre em função da necessidade de compatibilizar interesses públicos e privados, ou seja, criando um equilíbrio entre a arrecadação do governo e a atratividade dos projetos de E&P no país, tendo em vista os riscos geológicos que caracterizam a atividade (como é o caso de áreas inativas com acumulações marginais).

Em suma, quanto a possibilidade de revisar para baixo os royalties cobrados para um determinado campo, é necessário que haja uma ponderação entre dois bens jurídicos (Gutman, J., 2007): por um lado, a receita pública afigurada nos royalties; e, por outro, a geração de renda e empregos, uma vez que o concessionário não operará com prejuízos sistemáticos. Finalmente, é importante notar o caráter regressivo dos royalties fixos, uma vez que os ganhos

de escala inerentes às atividades de E&P, implicarão em impactos fiscais dos royalties cada vez menores quanto maior for o lucro do empreendimento.

2.2.2.2. Participação Especial

A Participação Especial é uma compensação financeira adicional aos royalties, e incide sobre a receita líquida (receita total subtraída pelo custo total e pelos royalties) dos campos (sujeitos, exclusivamente, a contratos de concessão) com grandes volumes de produção ou grande rentabilidade e é recolhido trimestralmente. O propósito deste tipo de tributo está associado à visão Ricardiana¹⁵ sobre apropriação de rendas extraordinárias.

Uma vez que sua incidência é sobre a receita líquida, o valor da participação especial está sujeito a uma maior volatilidade, em razão das flutuações de preço dos hidrocarbonetos, câmbio e produção. Uma importante característica da Participação Especial é o seu caráter progressivo, uma vez que a legislação correspondente (Decreto 2.705/1998) optou pela adoção de alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, considerando as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997. Os critérios utilizados para o cálculo da PE são: a localização da lavra (lavra em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres; lavra em plataforma continental com profundidade batimétrica de até 400 metros; e lavra em plataforma continental em profundidade batimétrica acima de 400 metros), o número de anos de produção (um determinado critério para o primeiro ano, outro para o segundo ano, outro para o terceiro ano, e outro para o quarto e demais anos de produção) e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada. As seguintes tabelas mostram os critérios de arrecadação de Participação Especial observados no caso dos campos localizados em águas profundas (acima de 400 metros de profundidade) sujeito ao regime de concessão.

¹⁵Ver David Ricardo, 1817, Principles of political economy and taxation.

Tabela 3 – PE em profundidade acima de 400 m (1º ano de produção)

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 3.150	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

Fonte: Elaboração própria conforme os dados do decreto 2.705/1998

RLP = Receita Líquida da Produção Trimestral

VPF = Volume de Produção Trimestral Fiscalizada de cada Campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente

Tabela 4 – PE em profundidade acima de 400 m (2º ano de produção)

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.050	-	isento
Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.850	$1.781,25 \times RLP \div VPF$	40

Fonte: Elaboração própria conforme os dados do decreto 2.705/1998

RLP = Receita Líquida da Produção Trimestral

VPF = Volume de Produção Trimestral Fiscalizada de cada Campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente

Tabela 5 – PE em profundidade acima de 400 m (3º ano de produção)

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

Fonte: Elaboração própria conforme os dados do decreto 2.705/1998

RLP = Receita Líquida da Produção Trimestral

VPF = Volume de Produção Trimestral Fiscalizada de cada Campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente

Tabela 6 – PE em profundidade acima de 400 m (após o 3º ano de produção)

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

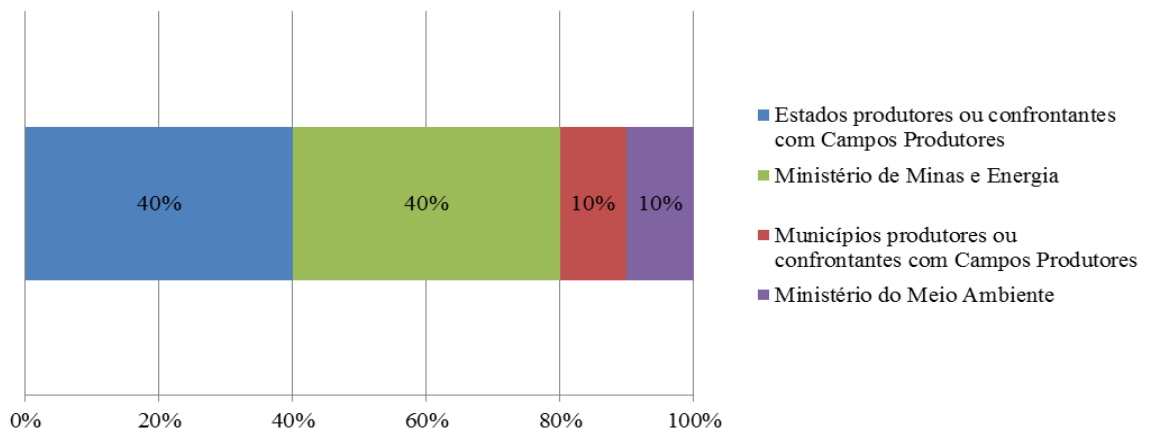
Fonte: Elaboração própria conforme os dados do decreto 2.705/1998

RLP = Receita Líquida da Produção Trimestral

VPF = Volume de Produção Trimestral Fiscalizada de cada Campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente

Respeitando os critérios estabelecidos nestas tabelas, durante a etapa de produção de um campo, as empresas concessionárias devem enviar à ANP um Demonstrativo da Apuração da Participação Especial (DAPE) que será apurado pela agência reguladora e devem estar em conformidade com os Relatórios de Gastos Trimestrais (também encaminhados à ANP).

Quanto à destinação dos recursos obtidos com a Participação Especial, a lei nº 9.478/1997 estabelece 40% do valor arrecadado deve ser destinado aos Estados produtores ou confrontantes com campos produtores, 40% ao Ministério de Minas e Energia, 10% aos municípios produtores ou confrontantes com campos produtores e 10% para o Ministério do Meio Ambiente, conforme é ilustrado no seguinte gráfico.

Gráfico4 - Distribuição da Participação Especial

Fonte: Elaboração própria conforme os dados da lei 9.478/1997

2.2.2.3. Bônus de Assinatura

O bônus de assinatura é o valor pago pela empresa ou consórcio vencedor do leilão no momento da assinatura do contrato. Esta compensação financeira (assim como os demais itens expostos anteriormente, o bônus de assinatura não é um tributo) inexistia enquanto a Petrobras exercia o monopólio no setor, sendo instituída apenas em 1997, com a lei 9.478. Os recursos arrecadados via bônus de assinatura são destinados ao financiamento das atividades operacionais da ANP.

A natureza econômica do bônus de assinatura é muito particular uma vez que ele é um mecanismo que antecipa o pagamento da renda do petróleo à União (independente do sucesso exploratório ou não da empresa). Por esta razão, ele representa uma parcela importante do risco assumido pelas empresas ao fazerem seus investimentos em exploração, ou seja, para verificarem a viabilidade do campo.

Neste sentido, existe um *tradeoff* importante, uma vez que o bônus de assinatura é o principal critério para selecionar o vencedor de um leilão de concessão. Se por um lado a oferta de um valor elevado pro bônus de assinatura implica em uma possível maior perda face ao risco de inviabilidade do projeto, por outro lado a oferta de um valor relativamente baixo reduz as chances de vencer o leilão.

A ANP estabelece o valor mínimo do bônus de assinatura no edital de licitação, definido de acordo com as especificidades de cada bloco. Um bloco localizado em área terrestre, por exemplo, onde o volume de recursos é menor e exige um menor esforço tecnológico e econômico para a exploração, terá um valor mínimo de bônus de assinatura menor do que de um campo maior, localizado em águas profundas, cuja escala de produção é muito maior e que exige um grande volume de investimentos.

2.2.2.4. Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área

Assim como o bônus de assinatura e a participação especial, esta compensação financeira foi instituída pela lei do petróleo. Ela possui dois fatos geradores: (i) a ocupação de área, que se refere ao desenvolvimento de um projeto na área cujo direito de explorar foi concedido pela ANP; (ii) retenção de área, que está associado ao fato do concessionário manter os direitos de exploração de uma determinada área.

Esta compensação financeira entra em vigor a partir do momento que o contrato de concessão entra em vigor. Esta não deve ser confundida com o aluguel de área, tendo em vista que enquanto o último é regido pelo direito privado, o pagamento pela ocupação ou retenção de área é um contrato firmado entre a ANP e uma (ou mais) empresa(s) que tem por objetivo o desempenho de atividade econômica.

O principal propósito deste tipo de compensação financeira é evitar que os concessionários adquiram o direito de explorar um determinado campo e não façam os investimentos necessários para iniciar a produção do mesmo. Em outras palavras, o objetivo é de encorajar o abandono voluntário do campo pelo concessionário que não estiver realizando os esforços de exploração ou que não possuir mais interesse em desenvolver a produção, permitindo que outras empresas que possuam o interesse em explorar a área possam fazê-lo.

Como no caso do bônus de assinatura, os recursos arrecadados com o pagamento de retenção ou ocupação de área são destinados ao financiamento das atividades da ANP. Quanto aos valores cobrados, eles serão definidos de acordo com as características geológicas de cada campo, respeitando as seguintes limitações: (i) de R\$10 a R\$500 por quilômetro quadrado ou fração durante a fase de exploração; (ii) em caso de prorrogação o valor cobrado será de 200% do valor fixado para a fase de exploração; (iii) de R\$20 a R\$1000 por quilômetro quadrado ou fração durante a fase de desenvolvimento; (iv) de R\$100 a R\$5000 por quilômetro quadrado ou fração durante a fase de produção (Decreto nº 2705/1998). Os valores definidos são ajustados anualmente pelo IGP-DI da FGV.

2.2.2.5. Pagamento ao proprietário de terra

Apesar de não constituir uma forma de arrecadação do governo, uma vez que o recurso é devido ao proprietário de terra (que pode ser uma pessoa física ou jurídica, ou ainda um ente federativo), é importante mencionar tal obrigação para os casos de concessão de campos *onshore*. Esta obrigação foi instituída pela lei do Petróleo, estabelecendo que o valor devido ao proprietário de terra corresponde à participação de 0,5% a 1% do valor de produção de petróleo ou gás natural. Esta participação é paga mensalmente e é distribuída de acordo com a proporção na produção de cada uma das áreas demarcadas na superfície do bloco.

2.2.2.6. Tributos diretos

O Imposto de Renda de Pessoas Jurídicas (IRPJ), a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), as Contribuições para os Programas de Integração Social (PIS) e para

Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são os principais tributos diretos que incidem sobre as atividades de E&P no Brasil. A base de cálculo destes tributos é muito similar, entretanto, enquanto o IRPJ é distribuído pela União aos Estados e Municípios, a CSLL se concentra nas mãos da União.

De acordo com o Código Tributário Nacional (CTN), o imposto sobre a renda tem como fato gerador a aquisição da disponibilidade econômica ou jurídica: de renda (produto do capital, do trabalho ou da combinação de ambos); e, de proventos de qualquer natureza. A base de cálculo do imposto é o montante, real, arbitrado ou presumido, da renda ou dos proventos tributáveis.

No caso do IRPJ, o imposto incide sobre o lucro real, presumido ou arbitrado (conforme estabelecido no CTN). A sistemática do lucro real está disposta no Regulamento do Imposto de Renda (RIR). Tal sistemática prevê que o lucro das pessoas jurídicas será apurado trimestralmente ou, caso seja adotado o pagamento por estimativas, será observado o balanço anual levantado em 31 de dezembro (cf Lei nº 9.430 de 1996, arts. 1º e 2º) (Gutman, J., 2007). Se for adotado o pagamento por estimativas, antecipações são pagas mensalmente com base em um percentual da receita bruta (8% da receita bruta).

Esta sistemática de apuração é obrigatória para pessoas jurídicas cuja receita total tenha sido superior a R\$48 milhões e, em função do elevado faturamento das atividades de E&P, é predominantemente adotado pelas petroleiras. Além disto, a adoção desta sistemática pode ser justificada ainda pelo fato de que ela é a única que permite a contabilização de gastos prévios (investimentos em exploração e desenvolvimento) na apuração dos resultados tributáveis, além da possibilidade de compensação de prejuízos fiscais apurados em exercícios anteriores, o que permite otimizar o planejamento fiscal da empresa (Gutman, J., 2007). Considerando a dimensão dos lucros observados na indústria do petróleo, pode-se considerar que a alíquota de IRPJ aplicável às empresas de E&P é de 25%.

Na apuração do lucro real, são adicionados ao lucro líquido¹⁶do período de apuração os seguintes itens (cf. art. 249 RIR):

I - os custos, despesas, encargos, perdas, provisões, participações e quaisquer outros valores deduzidos na apuração do lucro líquido que, de acordo com este decreto não sejam dedutíveis na determinação do lucro real;

¹⁶Soma algébrica do lucro operacional, dos resultados não operacionais e das participações.

II - os resultados, rendimento, receitas e quaisquer outros valores não incluídos na apuração do lucro líquido que, de acordo com este Decreto, devam ser computados na determinação do lucro real.

A CSLL, por sua vez, foi instituída em 1988 pela lei nº 7.689 e corresponde a uma alíquota equivalente a 9%. Sua base de cálculo é muito semelhante à do IRPJ, uma vez que resulta do período-base, antes de computar a provisão para seu próprio pagamento e ao correspondente ao IRPJ, ajustado por adições e exclusões prescritas pela legislação tributária. (Silvério das Neves e Paulo E. V. Viceconti, 1999)

A PIS e COFINS correspondem a contribuições parafiscais, no sentido de que suas receitas não se misturam com as demais receitas do poder público, ou seja, a atribuição da arrecadação é cometida pelo Estado a uma entidade dotada de autonomia administrativa e financeira, e que arrecada e administra tais recursos.

No que se refere ao segmento de E&P, é importante notar que tanto PIS quanto COFINS incidem sobre as vendas domésticas dos hidrocarbonetos produzidos e ainda sobre os bens e serviços adquiridos (não contemplados pelo REPETRO) pelas empresas para que possam promover suas atividades. A PIS foi originalmente criada em 1970 pela Lei Complementar nº 7 e, conforme disposto na Constituição de 1988, ela é destinada ao financiamento do programa de seguro-desemprego e ao abono. Já a COFINS foi instituída em 1991 pela Lei Complementar nº 70.

Ambas as contribuições têm como fato gerador¹⁷ o faturamento mensal, ou seja, a receita bruta de venda de bens e serviços da pessoa jurídica, independente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada para as receitas. As receitas que não integram a base de cálculo são: (i) as isentas ou não alcançadas pela incidência da contribuição; (ii) as não-operacionais, decorrentes da venda de ativo permanente; (iii) as auferidas na revenda de mercadorias, em relação as quais a contribuição seja exigida da empresa vendedora; (iv) as submetidas à incidência monofásica da contribuição; (v) as referentes às vendas canceladas e aos descontos incondicionais concedidos e as reversões de provisões e recuperações de créditos baixados como perda que não representem ingresso de novas receitas, o resultado positivo da avaliação de investimentos pelo valor do patrimônio líquido e os lucros e

¹⁷No caso da importação de bens, a base de cálculo será o valor aduaneiro. No caso de importação de serviços, a base de cálculo será o valor pago, creditado, entregue, empregado ou remetido para o exterior, antes da retenção do imposto de renda, acrescido do ISS e do valor das próprias contribuições.

dividendos derivados de investimentos avaliados pelo custo de aquisição que tenham sido computados como receita.

No que se refere às alíquotas, nota-se um processo de mudança das mesmas, uma vez que durante a década passada, foi retirada a cumulatividade dos tributos. A alíquota original da COFINS, por exemplo, era de 2% quando de sua criação. A partir da Lei nº 9.718 de 1998, sua alíquota aumentou para 3% e, com a Lei 10.833 de 2003, a alíquota foi elevada a 7,6%, uma vez que decretava o fim de sua cumulatividade para as empresas que optassem pela sistemática do lucro real. De modo semelhante, em 2002, a Lei nº 10.637 acabou com a cumulatividade da PIS sobre a receita bruta para as empresas optantes pelo lucro real (nestes casos, a alíquota passou de 0,65% para 1,65%).

Ao calcular o valor a ser recolhido, o contribuinte¹⁸ pode descontar créditos oriundos da aquisição de bens e serviços utilizados como insumos na prestação de serviços ou na fabricação de produtos, conforme disposto no art. 3º das Leis 10.637/2002 e 10.833/2003.

2.2.2.7. Tributos Indiretos

Os tributos indiretos são aqueles que incidem sobre os investimentos e serviços utilizados pelas empresas que realizam projetos de E&P. Estes tributos estão presentes, portanto, em todo o projeto de E&P, desde a fase de realização do capex até o período de produção, em que o opex é mais significativo.

Dentre os principais tributos indiretos observados no Brasil estão o Imposto Sobre Serviços (ISS), o Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação (ICMS), a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e o Imposto de Importação (II). Existe ainda o Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados às Atividades de Pesquisa e Lavra das Jazidas de Petróleo e Gás Natural (REPETRO) que desonera a cobrança de impostos em determinadas condições.

O ISS é um imposto de competência municipal presente na maior parte dos serviços prestados para a indústria do petróleo¹⁹. O ISS foi regulamentado pelo Decreto-Lei 406/1968,

¹⁸São contribuintes da PIS e da COFINS as pessoas jurídicas de direito privado em geral, exceto as microempresas e empresas de pequeno porte sujeitas ao regime do Simples.

introduzindo seu fato gerador, base de cálculo, contribuinte e conceito de prestação de serviços, e que estabeleceu uma primeira lista de serviços sobre os quais o imposto incidiria (e que foi alterada diversas vezes desde então).

A Lei Complementar nº 116/2003 foi a última a estabelecer mudanças no ISS, portanto, esta será utilizada como referência para explicar sobre o mesmo. A lei apresenta como fator gerador não somente a prestação dos serviços (presentes na lista) mas ainda introduz a importação de serviços como um novo fator gerador. Além disso, esta lei inova ao considerar como fato gerador a exportação de serviços desenvolvidos no Brasil quando o resultado aqui se verificar.

A competência para tributar é do município correspondente ao local do estabelecimento prestador²⁰ ou, na falta de estabelecimento, no município correspondente ao domicílio do prestador do serviço. A base de cálculo do imposto é o preço do serviço prestado²¹. E a alíquota do mesmo possui limites máximos e mínimos. A alíquota máxima foi estabelecida em 5%, conforme a Lei Complementar 116/2003.

A alíquota mínima, por sua vez, foi definida pela Emenda constitucional nº 37/2002 em 2% e incide exclusivamente sobre serviços de reparação, conservação e reforma de edifícios, estradas pontes portos e congêneres, sobre serviços de demolição e sobre serviços de Execução por administração, empreitada ou subempreitada, de construção civil, de obras hidráulicas e outras obras semelhantes e respectiva engenharia consultiva, inclusive serviços auxiliares ou complementares (itens 32, 33 e 34 do Decreto-Lei nº 406/1968).

O ICMS, por sua vez, é um imposto de competência dos Estados e do Distrito Federal, sendo responsável pela arrecadação de um considerável volume de recursos da indústria do petróleo. Tal capacidade de arrecadação na indústria do petróleo é justificada pelo fato de que sua alíquota é elevada e seu fato gerador é a circulação de mercadorias (tanto de bens e

¹⁹ Serviços em terra, serviços na plataforma continental, oleodutos e gasodutos (neste caso o imposto não é devido ao município do estabelecimento prestador, mas a cada município cortado pelo duto), leasing, reboque de navios e afretamento.

²⁰ O Art. 4º evidencia que o estabelecimento prestador é o local onde o contribuinte desenvolve a atividade de prestar serviços, de modo permanente ou temporário, e que configure unidade econômica ou profissional, sendo irrelevante para caracterizá-lo as denominações de sede, filial, agência, posto de atendimento, sucursal, escritório de representação ou contato ou quaisquer outras que venham a ser utilizadas. Tal conceito foi esclarecido em lei de modo a evitar que algumas empresas instalassem suas sedes em “paraísos fiscais”, mas desenvolvessem suas atividades de prestação serviços em outros locais.

²¹ Tudo o que for cobrado em virtude da prestação do serviço, em dinheiro, bens, serviços ou direitos, seja na conta ou não, inclusive a título de reembolso, reajustamento ou dispêndio de qualquer natureza.

materiais para o desenvolvimento das atividades do setor, quanto no transporte de petróleo e gás produzidos) e a entrada de mercadoria importada.

O ICMS foi instituído pela Constituição de 1969, resultando de um aprimoramento do ICM ao considerar serviços de transporte interestaduais e comunicações. Este imposto é não cumulativo, ou seja, incide sobre o valor adicionado em cada operação de circulação de mercadorias. Seu processo de cálculo envolve um sistema no qual o contribuinte verifica o total de débitos (contabilizados no momento em que o produto final sai do estabelecimento) e créditos (contabilizados no momento da aquisição das mercadorias) relativos ao ICMS e deve recolher a diferença caso a soma dos primeiros seja maior que a soma dos últimos.

A alíquota do ICMS varia de acordo com a legislação de cada Unidade da Federação, existindo, portanto, uma infinidade de alíquotas. A alíquota pode ser de natureza interna, interestadual, e de exportação. A alíquota interna é assim denominada uma vez que incide sobre operações realizadas dentro de um mesmo estado ou que destinem bens ao consumidor final localizado em outro estado. As alíquotas interestaduais (7% para operações realizadas no Sul e no Sudeste e destinadas às demais regiões e ao Estado do Espírito Santo de 12% para as demais operações) e de exportação²² (13%) foram definidas no Senado Federal através da Resolução no 22 de 1989.

No que se refere às operações interestaduais de petróleo, é importante enfatizar que o ICMS não incide sobre operações que destinem a outros Estados petróleo, inclusive lubrificantes, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e energia elétrica. Este tributo privilegia a tributação no Estado de destino destas mercadorias (constituindo, portanto, uma exceção à regra de que a arrecadação deve ser feita pelo Estado de origem), esta regra gera um grande descontentamento dos Estados produtores e petróleo e derivados.

A CIDE, por sua vez, é uma contribuição que incide sobre a importação e comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados e álcool etílico combustível. Esta foi instituída pela Lei nº 10.336/2001 e, pela redação da Lei 10.636/2002, foram estabelecidas as respectivas alíquotas (para o mercado interno) conforme listadas no artigo 5º da primeira.

²² Conforme a EC 42 de 2003, o ICMS não incidirá sobre operações que destinem mercadorias para o exterior nem sobre serviços prestados a destinatários no exterior, assegurada a manutenção e o aproveitamento do montante do imposto cobrado nas operações e prestações anteriores.

O Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), por sua vez, é um imposto não cumulativo, de competência da União e que foi estabelecido pela Constituição Federal e é atualmente regulamentado pelo Decreto nº7.212/2010. Este imposto constitui uma das principais formas de arrecadação da União (perdendo apenas para o Imposto de Renda) e além da função fiscal, este imposto é utilizado como instrumento de política econômica. No que se refere à indústria o petróleo, o IPI incide sobre a produção dos bens industrializados fornecidos às empresas de petróleo para as atividades de E&P²³ no Brasil.

O IPI não incide sobre bens industrializados destinados ao exterior. Esta imunidade é importante para o caso de bens “repetráveis” nacionais (bens produzidos nacionalmente, exportados e que ingressam no Brasil via regime de admissão temporária).

O IPI tem como fato gerador: (i) o seu desembaraço aduaneiro, quando de procedência estrangeira; (ii) a sua saída dos estabelecimentos a que se refere o parágrafo único do artigo 51; (iii) a sua arrematação, quando apreendido ou abandonado e levado a leilão (art. 46 do CTN). Sua base de cálculo do IPI depende do fato gerador correspondente. Caso o fato gerador seja a importação de produto estrangeiro, a base de cálculo será constituída do preço normal do produto, acrescido do Imposto de Importação, das taxas exigidas para a entrada do produto no país e dos encargos cambiais efetivamente pagos pelo importador.

No caso da saída do produto dos estabelecimentos dos contribuintes²⁴, a base de cálculo do IPI será o valor da operação correspondente à saída da mercadoria ou, na falta deste valor, o preço corrente da mercadoria ou sua similar no mercado atacadista da praça do remetente. No caso de arrematação em leilão de produtos apreendidos ou abandonados, a base de cálculo é o valor correspondente à arrematação do mesmo.

As alíquotas do IPI estão dispostas na TIPI (Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados)²⁵ conforme definido pelo Decreto nº7.660/2011, que considera uma infinidade de produtos existentes e determina uma alíquota de acordo com sua essencialidade.

O Imposto de Importação (II), também é de competência da União e é essencial para a arrecadação do governo brasileiro, uma vez que existe uma gama de equipamentos e serviços

²³O IPI não incide sobre a venda de petróleo e gás natural nem sobre seus derivados, uma vez que não são produtos industrializados.

²⁴ O conceito de contribuinte, conforme art. 51 do CTN, engloba o importador, o industrial, o comerciante de produtos sujeitos ao IPI e que os forneça ao industrial e, por fim, o arrematante.

²⁵Disponível em: <http://sijut.fazenda.gov.br/netahtml/sijut/SijutIntAsp/ATTIPI00.htm>

importados a fim de realizar as atividades de E&P. Assim como o IPI, o II exerce uma função extrafiscal, uma vez que é utilizado como instrumento de política econômica do governo. Suas alíquotas podem ser assim modificadas mediante atos do Poder Executivo.

O fato gerador do II, conforme disposto no art. 19 do CTN, é a entrada de bens estrangeiros em território nacional (não sendo relevante a existência de um negócio jurídico ou transferência de propriedade, mas sim a entrada física da mercadoria). O imposto é calculado em moeda nacional à taxa de câmbio vigente no momento da ocorrência do fato gerador.

De acordo com o CTN, a base de cálculo do II é: (i) quando a alíquota seja específica²⁶, a unidade de medida adotada pela lei tributária; (ii) quando a alíquota seja ad valorem²⁷, o preço normal que o produto, ou seu similar, alcançaria ao tempo da importação, em uma venda em condições de livre concorrência, para entrega no porto ou lugar de entrada do produto no país; (iii) quando se trate de produto apreendido ou abandonado, levado a leilão, o preço da arrematação. O contribuinte será o importador (ou quem a lei a ele equiparar) e o arrematante de produtos apreendidos ou abandonados.

Finalmente, o REPETRO é um regime aduaneiro especial que possui a finalidade de desonerar de tributos federais (II²⁸, IPI²⁹, PIS/COFINS³⁰)³¹ ao fornecimento de bens para a exploração e produção de petróleo e gás natural. Sob a égide do REPETRO, o fornecedor nacional é desonerado do pagamento de IPI, PIS e COFINS, enquanto os bens importados são exonerados do pagamento de II, IPI, PIS e COFINS.

²⁶ Neste caso é definido um quantum, fixo por unidade (por exemplo, x reais por tonelada de máquina).

²⁷ Ou seja, o imposto corresponde a uma porcentagem do valor da mercadoria importada. Este valor, por sua vez, é o valor citado nas notas fiscais expedidas no lugar de embarque das mercadorias somado às despesas de seguro e frete até o local de destino.

²⁸ Seja no caso do fabricante nacional vendendo seus bens repetráveis, seja na importação de bens repetráveis via drawback suspensão e via admissão temporária, ocorre a suspensão total do pagamento do Imposto de Importação.

²⁹ Como disposto na Constituição Federal, o IPI não incidirá sobre produtos industrializados destinados ao exterior. Na importação de bens repetráveis, de acordo com o Regulamento aduaneiro, o IPI não incide sobre os bens cujas operações estão sob a égide do REPETRO.

³⁰ Como determinado pela Constituição Federal a contribuição para PIS e COFINS não incidem sobre as receitas decorrentes das operações de exportação de mercadorias para o exterior. Além disso, no caso dos bens sujeitos ao REPETRO, esses tributos não são aplicáveis.

³¹ É importante notar que o ICMS é de competência Estadual e, portanto, não é contemplado pelo REPETRO. No que tange à exportação ficta, portanto, há cobrança de ICMS por parte dos Estados. No que tange a importação, via regime de admissão temporária, os Estados têm concedido a isenção do ICMS, com fulcro no Convênio ICMS 58/99.

O regime aduaneiro especial estava previsto na Lei nº 9.478/1997, uma vez que abertura do setor de E&P no Brasil implicaria na necessidade de aumento da importação de equipamentos e havia uma preocupação sobre a atratividade do setor para as petroleiras internacionais. Então o REPETRO foi instituído pelo Decreto nº 3.161/1999, após a abertura do setor de E&P no Brasil, e foi revogado pelo Decreto 4.543/2002 (que sofreu uma série de alterações e revogações) e encontra-se atualmente disciplinado pela Instrução normativa RFB nº1.415 de 2013.

Conforme definido no Regulamento Aduaneiro, o REPETRO se aplica aos equipamentos estrangeiros que ingressam temporariamente no Brasil, às matérias-primas e produtos estrangeiros que ingressam via *drawback*, e aos equipamentos nacionais e suas partes ou peças de reposição (que são exportados mas retornam via regime de admissão temporária).

Assim, o REPETRO adota dois regimes aduaneiros especiais: o Drawback e a Admissão temporária. O regime de admissão temporária está disposto na Lei nº 9.430/1996 e permite que os bens e equipamentos vindos do exterior permaneçam no Brasil, por período pré-determinado, sem pagar os impostos que incidem sobre a importação ou com pagamento proporcional ao tempo de permanência no país. Sob a égide do REPETRO, a admissão temporária é aplicável tanto para bens “repetráveis” estrangeiros quanto para bens nacionais (após exportação ficta). A Medida Provisória no 2.189-49 de 2001 prevê a possibilidade do Poder Executivo, mediante Decreto, aplicar a isenção fiscal completa.

A lei prevê que o regime de admissão temporária é aplicável até 31 de dezembro de 2020. Entretanto, existe uma compreensão de que é provável que o REPETRO seja prorrogado, uma vez que, em sua ausência a carga tributária incidente sobre os gastos de desenvolvimento passaria de 15% para 40%. Considerando ainda que nesta etapa do projeto não há receitas geradas pelo mesmo, a ausência do REPETRO poderia inviabilizar vários projetos de E&P em cenários de preço do barril desfavoráveis.

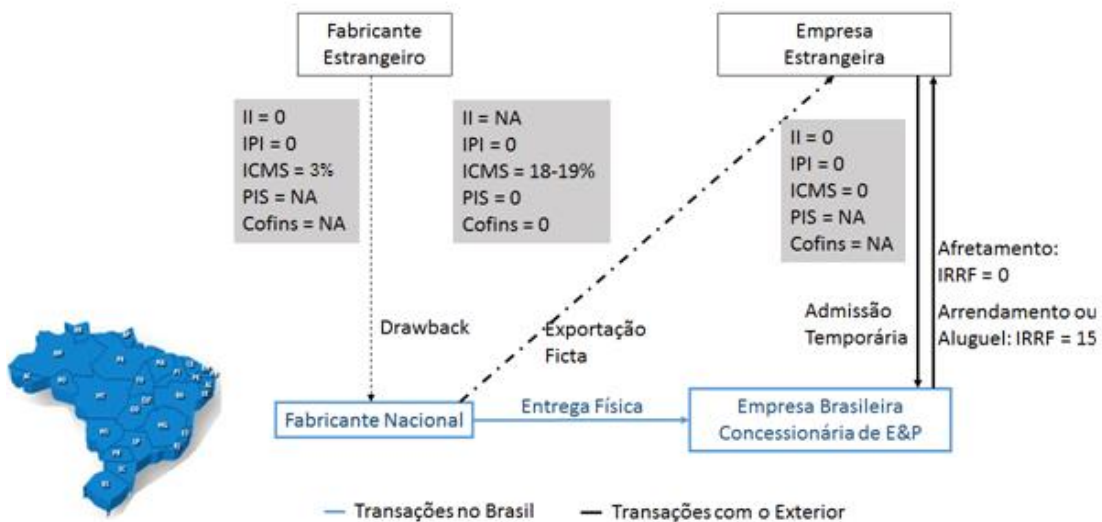
O prazo de vigência, para cada projeto de E&P, é definido nos contratos de concessão, partilha, autorização ou cessão, conforme a IN RFB1.415/2013. Caso os bens sob admissão temporária forem objeto de contratos de arrendamento operacional, aluguel ou empréstimo, o prazo de vigência do regime se limita ao prazo de vigência de tais contratos. No caso de embarcação, o prazo de vigência do regime respeita o prazo de validade da autorização do órgão competente da Marinha.

Além da admissão temporária, o Regulamento Aduaneiro prevê a aplicação do drawback suspensão (concedido pela Secretaria de Comércio Exterior) para a importação de matérias-primas, produtos semi-elaborados ou acabados e de partes ou peças, utilizados na fabricação dos bens repetráveis a serem exportados, com saída ficta do território aduaneiro e posterior aplicação do regime de admissão temporária. O prazo de vigência do regime, conforme estabelecido pelo Regulamento Aduaneiro, é de 1 ano, sendo permitida uma única prorrogação (de 1 ano). No caso de importação de mercadorias destinadas à produção de bens de capital de longo ciclo de fabricação, o prazo é de 5 anos.

Os bens contemplados pelo REPETRO estão especificados no anexo único da IN RFB1.415/2013. É importante especificar que os bens que são objeto de leasing financeiro, bem como os que não estão diretamente relacionados às atividades de lavra e pesquisa de petróleo e gás natural, não são contemplados com o REPETRO.

O esquema de operações relacionada à aplicação do REPETRO pode ser observado na seguinte figura.

Figura 4 – Esquema de Operações REPETRO



Fonte: Adaptado de Gutman, 2007

2.2.3. Processo de Outorga dos Direitos de Lavra e Pesquisa

No caso do regime de concessão, o processo de outorga do direito de exploração para uma dada empresa ou consórcio de empresas de petróleo é realizado através de rodadas de licitações. Tais rodadas de licitação, utilizam o leilão como instrumento de seleção das empresas que serão responsáveis pela exploração, desenvolvimento e produção do petróleo

(caso seja confirmada sua presença em volumes tais que tornem sua produção economicamente viável). No momento do leilão, as empresas ou consórcios interessados na exploração do campo apresentam não apenas o valor do bônus de assinatura a ser pago, mas também o Programa Exploratório Mínimo e o compromisso com a aquisição de bens e serviços da indústria nacional. Segundo estes critérios, é definido o consórcio vencedor. Desta forma, estes investidores adquirem o direito de explorar o bloco leiloadado e de se apropriar do petróleo e gás produzido e, em contrapartida, assumem os riscos, tributos e custos característicos da atividade de E&P.

É importante notar que, no caso do regime de concessão, apesar da titularidade das reservas de hidrocarbonetos continuarem sendo do Estado, o produto da lavra passa a ser considerado, integralmente, propriedade das empresas exploradoras. Além disso, a Petrobras passou a atuar como qualquer outra empresa privada, não exercendo qualquer tipo de privilégio em relação às empresas privadas nacionais ou estrangeiras.

De modo geral, pode-se afirmar que o modelo de concessões implantado para as atividades de E&P no Brasil geraram profundas transformações no setor. O novo arcabouço regulatório permitiu a participação de empresas estrangeiras e, em consequência disto, o setor adquiriu um maior dinamismo, gerou mais empregos e apresentou avanços desde então. Entretanto, a descoberta das volumosas reservas do pré-sal, levou os agentes do governo a discutir sobre a necessidade de novas mudanças, a fim de fazer destas reservas uma plataforma de desenvolvimento do país.

2.3. O Regime de Partilha

A criação do arcabouço regulatório correspondente ao regime de Partilha de produção e das respectivas instituições necessárias para o funcionamento do novo regime, ao contrário do que foi verificado quando da implementação do regime de Concessão, não foi dado através de uma única lei. O regime de Partilha da produção foi instituído em dezembro de 2010, a partir da aprovação da Lei nº 12.351, que também institucionalizou o Fundo Social e atribuiu, no âmbito do novo regime regulatório, novas funções às instituições criadas pela lei nº 9.478/1997. Já a PPSA (Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-sal Petróleo S.A.), responsável pela gestão dos contratos de partilha de produção e dos contratos de comercialização dos hidrocarbonetos da União, foi criada a partir da Lei nº 12.304/2010.

Assim como foi feito no item anterior, este item será subdividido em três partes que discutirão, respectivamente: o arranjo institucional e as mudanças das atribuições da ANP e do CNPE e do MME em relação aos novos contratos; o aparato fiscal que caracteriza os deveres dos consórcios que operam um projeto regulado de acordo com o regime de Partilha, e; os processos de outorga dos direitos de lavra e pesquisa de campos do Pré-sal e de áreas especiais de acordo com a nova legislação.

2.3.1. Arranjo Institucional

Dentre as principais características do novo arranjo institucional estão a criação de uma empresa para gerir os recursos da partilha destinados à União (a PPSA) e as novas funções atribuídas aos órgãos criados quando do estabelecimento do regime de concessão (a ANP e o CNPE).

A PPSA foi instituída pela lei nº 12.304/2010 como uma empresa vinculada ao Ministério de Minas e Energia. É importante enfatizar que a mesma não exerce qualquer função de exploração, desenvolvimento ou produção de hidrocarbonetos. Seu papel se limita a: representar a União nos consórcios formados para a execução dos contratos de partilha de produção e de comercialização com agentes da indústria; defender os interesses da União nos comitês operacionais; avaliar, técnica e economicamente, planos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e de produção de hidrocarbonetos, bem como fazer cumprir as exigências contratuais referentes ao conteúdo local; monitorar e auditar a execução de projetos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos; monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção; e fornecer à ANP as informações necessárias às suas funções regulatórias.

Um aspecto muito importante da PPSA é que suas funções proporcionam ao governo um considerável controle sobre as decisões de investimento num determinado projeto. Em primeiro lugar, a estatal funciona como um sócio para todos os empreendimentos de E&P no pré-sal que, entretanto, não aloca recursos nos mesmos. Neste sentido o governo, representado pela PPSA, é capaz de se apropriar diretamente dos recursos gerados pelo projeto (parcela do excedente em óleo que lhe cabe). Em segundo lugar, como membro do comitê operacional dos projetos, a PPSA tem o poder de veto, o que exemplifica o instrumento de controle que o governo possui nos projetos do pré-sal através da PPSA.

No âmbito contratual do Regime de Partilha, foram atribuídas novas funções à ANP e ao CNPE. Além daquelas atribuições verificadas para o regime de concessão, o CNPE acumulou tarefas tais como: definir os blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção, conforme estabelecido pela Lei nº 12.351 de 2010; estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis; definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento, conforme a Lei nº 12.490 de 2011; induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção conforme estabelecido pela Lei nº 12.351 de 2010.

Além disso, a Lei nº 12.451 de 2010 define que cabe ao CNPE propor ao Presidente da República: o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética, o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços; os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras sob o regime de partilha de produção; os blocos que serão objeto de leilão para contratação sob o regime de partilha de produção; os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção; a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico; a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção; e a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

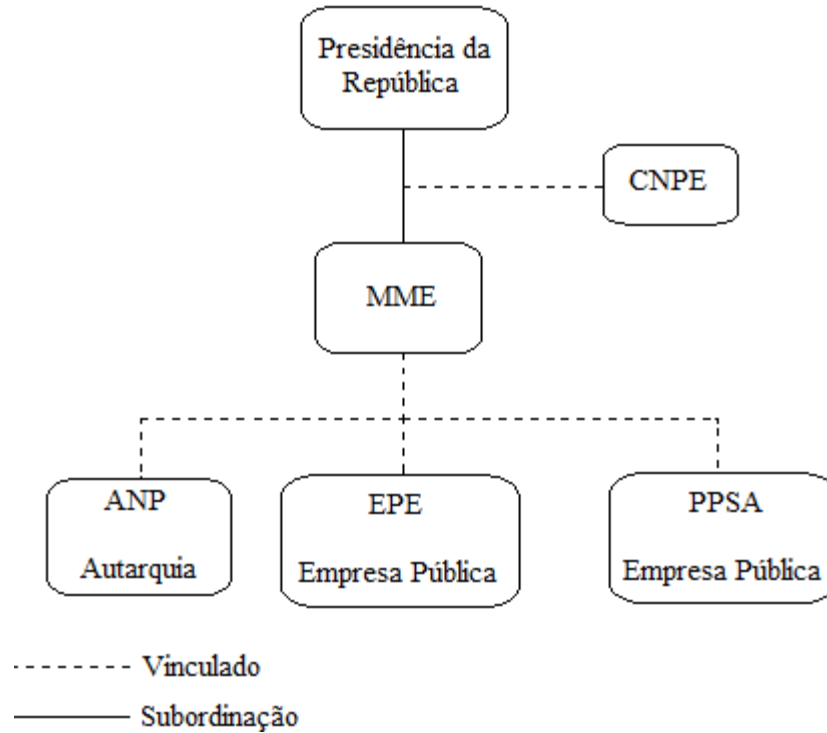
As novas atribuições da ANP possuem a mesma natureza, ou seja, estão relacionadas ao seu papel sobre o regime de Partilha, cujas determinações foram estabelecidas pela Lei nº 12.351 de 2010. Neste sentido, a principal atribuição da ANP neste novo contexto regulatório (além das suas atribuições já estabelecidas antes da criação do regime de Partilha) é de promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o Regime de Partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção (redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010).

Além desta, podem ser citadas as seguintes competências da autarquia: promover estudos técnicos para subsidiar o Ministério de Minas e Energia na delimitação dos blocos que serão objeto de contrato de partilha de produção; elaborar e submeter à aprovação do Ministério de Minas e Energia as minutas dos contratos de partilha de produção e dos editais, no caso de licitação; promover as licitações previstas no inciso II do art. 8º da Lei nº 12.351; fazer cumprir as melhores práticas da indústria do petróleo; analisar e aprovar os planos de exploração, de avaliação e de desenvolvimento da produção, bem como os programas anuais de trabalho e de produção relativos aos contratos de partilha de produção; e regular e fiscalizar as atividades realizadas sob o regime de partilha de produção.

O Ministério de Minas e Energia, por sua vez, ficou com a responsabilidade de: (i) planejar o aproveitamento do petróleo e do gás natural; (ii) propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção; (iii) propor ao CNPE: os critérios para definição do excedente em óleo da União; o percentual mínimo do excedente em óleo da União; os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos; o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional; o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à PPSA; (iv) estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção; e (v) aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaboradas pela ANP.

A relação institucional do sistema de Partilha pode ser organizada conforme exposto pela seguinte figura:

Figura 5 – Arranjo Institucional do Sistema Regulatório de Partilha no Brasil



Fonte: MME

Este arcabouço institucional configura uma grande capacidade de controle do governo sobre os projetos de E&P no Pré-sal. Se por um lado o governo possui poder de veto no comitê gestor através da PPSA, por outro, o mesmo possui, através da ANP, o poder de fiscalizar e cumprir medidas punitivas relacionadas às atividades em questão. Por exemplo, existe a possibilidade da ANP recusar a contabilização de alguns elementos apresentados como constituintes do custo em óleo pelo comitê gestor. Este tipo de possibilidade é uma consequência direta da considerável capacidade de controle do governo sobre o processo decisório nos projetos de E&P. Tal capacidade de gera incertezas para os investidores e, conseqüentemente, reduz a atratividade do projeto, uma vez que as decisões tomadas pelo governo podem eventualmente contrariar o planejamento feito pelas empresas de petróleo que participam no projeto.

2.3.2. Aparato Fiscal

O aparato fiscal verificado no regime de partilha é muito semelhante ao descrito no item dedicado ao regime de concessão. No que se refere aos tributos diretos (IRPJ, CSLL, PIS e COFINS) e indiretos (CIDE, ICMS, ISS, IPI, II e IOF) descritos anteriormente, o fato gerador, a base de incidência, as alíquotas, isenções observadas no caso de Partilha são

similares àqueles verificados no caso de concessão. Entretanto, existem diferenças fundamentais nas alíquotas verificadas na arrecadação de royalties, na determinação do bônus de assinatura e na definição de uma nova forma de arrecadação progressiva³² (o fator de partilha) que, no caso da concessão é observado pela participação especial.

De acordo com a lei que instituiu o novo regime, o contratado exerce por sua conta e risco as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, adquirindo o direito de se apropriar do custo em óleo, do volume de produção correspondente aos royalties devidos e de uma percentagem do excedente em óleo de acordo com os termos estabelecidos em contrato (em caso de descoberta comercial). Neste sentido, é importante introduzir conceitos que eram inexistentes no arcabouço regulatório brasileiro. O custo em óleo é o termo utilizado para se referir à parcela da produção correspondente ao custo e aos investimentos realizados na execução do projeto de E&P. Já o excedente em óleo corresponde à parcela da produção correspondente à diferença entre a produção total de hidrocarbonetos e as parcelas correspondentes ao custo em óleo e às participações governamentais.

Uma primeira diferença em termos de alíquota pode ser constatada nos royalties. Conforme estabelecido na Lei nº 12.351 de 2010, a alíquota dos royalties cobrada nos contratos de partilha é de 15% (enquanto no caso da concessão equivale a alíquota se situa entre 5% e 10%). Esta diferença, como será observado no capítulo 3, é muito significativa ao se analisar o montante de royalties arrecadados num projeto do pré-sal de grandes dimensões.

A grande inovação da forma de arrecadação do governo no regime de partilha é a adoção do fator de partilha, que corresponde à parcela do excedente em óleo que deve ser entregue pelo consórcio para o governo (representado pela PPSA). A partir do valor definido em leilão, o fator de partilha varia com diferentes combinações de preço e produtividade. Conforme ilustrado na seguinte tabela, dado o fator de partilha definido no leilão³³, é acrescentado um valor percentual ao fator de partilha de referência quando forem observados cenários que combinem preço e produtividade maiores que aqueles correspondentes ao preço e produtividade de referência, enquanto se subtrai um valor percentual do fator de partilha definido no leilão em cenário de preço e produtividade mais desfavoráveis.

³²Um tributo ou qualquer forma de arrecadação do governo e dito progressivo quando sua alíquota aumenta em resposta a um aumento de sua base de incidência.

³³Como será detalhado posteriormente, o lance a ser dado do leilão é o valor percentual correspondente ao fator de partilha.

Desta forma, se por um lado em cenários mais desfavoráveis de preço e produtividade, o fator de partilha se reduz, por outro lado, o fator de partilha aumenta em cenários que combinam preço e produtividades mais elevados. Tal mecanismo de progressividade é muito importante não apenas para reduzir o ônus sofrido pelo consórcio em situações em que a combinação preço/produtividade caracteriza um cenário ruim, mas permite gerar uma maior arrecadação do governo em casos nos quais tal combinação é vantajosa.

Tabela 7 – Percentual Mínimo de Excedente em Óleo para a União

		Barris por Dia por Poço Produtor												
		0	4001	6001	8001	10001	12001	14001	16001	18001	20001	22001	24001	>24000
Preço Brent (US\$/bbl)	De	até	4000	6000	8000	10000	12000	14000	16000	18000	20000	22000	24000	
	0	60	OF-26,65%	OF-15,85%	OF-9,62%	OF-6,33%	OF-4,26%	OF-2,56%	OF-1,48%	OF-0,86%	OF-0,29%	OF+0,23%	OF+0,69%	OF+1,11%
	60,01	80	OF-26,45%	OF-12,85%	OF-7,51%	OF-4,70%	OF-2,92%	OF-1,46%	OF-0,54%	OF-0,00%	OF+0,48%	OF+0,92%	OF+1,32%	OF+1,68%
	80,01	100	OF-19,44%	OF-8,86%	OF-4,71%	OF-2,52%	OF-1,14%	OF-0,00%	OF+0,71%	OF+1,13%	OF+1,51%	OF+1,85%	OF+2,16%	OF+2,44%
	100,01	120	OF-14,98%	OF-6,32%	OF-2,92%	OF-1,13%	OF	OF+0,93%	OF+1,51%	OF+1,86%	OF+2,17%	OF+2,45%	OF+2,70%	OF+2,93%
	120,01	140	OF-11,89%	OF-4,56%	OF-1,69%	OF-0,17%	OF+0,79%	OF+1,57%	OF+2,07%	OF+2,36%	OF+2,62%	OF+2,86%	OF+3,07%	OF+3,26%
	140,01	160	OF-9,62%	OF-3,27%	OF-0,78%	OF+0,53%	OF+1,36%	OF+2,04%	OF+2,47%	OF+2,72%	OF+2,95%	OF+3,16%	OF+3,34%	OF+3,51%
>160,00		OF-5,94%	OF-1,18%	OF+0,69%	OF+1,68%	OF+2,30%	OF+2,81%	OF+3,13%	OF+3,32%	OF+3,49%	OF+3,65%	OF+3,73%	OF+3,91%	

OF = Valor Ofertado

Fonte: ANP

2.3.3. Processo de Outorga dos Direitos de Lavra e Pesquisa

Pinto Jr e Tolmasquim (2011) apontam que dos cerca de 120 mil km² de área total do pré-sal, 41 mil km² já foram concedidos, dado que esta área cobre os blocos já licitados da Bacia de Campos. Assim, o governo optou por respeitar os contratos existentes enquanto os 79 mil km² de área restante serão leiloados de acordo com as regras estabelecidas para o regime de Partilha.

De acordo com a lei nº 12.351/2010, a escolha de uma empresa ou de um consórcio de empresas para conceder o direito de exploração de um determinado campo do Pré-sal ou de áreas estratégicas pode ocorrer de duas formas diferentes: por contratação direta da Petrobras, sem licitação, ou; mediante licitação na modalidade leilão. No primeiro caso, o contrato de Partilha é celebrado diretamente com a Petrobras, conforme o CNPE e a Presidência da República julgarem tal decisão como conveniente para preservar o interesse nacional e atender os demais objetivos de política energética. (Lei 12.351/2010)

No caso da licitação, o processo de outorga se dá através de um leilão. Este, entretanto, possui uma estrutura muito diferente daquele observado nas rodadas de licitação de campos sujeitos ao regime de concessão. Em primeiro lugar, a Petrobras não participa do leilão como qualquer outra empresa interessada na exploração do campo. De acordo com o que foi estabelecido na lei nº 12.351/2010, independente do resultado do leilão, a participação da Petrobras em todos os consórcios que operarão um campo do Pré-sal ou de áreas estratégicas

será de pelo menos 30%. Além destes 30%, a Petrobras pode participar do leilão e adquirir uma maior participação no projeto. Grosso modo, isto significa dizer que o leilão aberto à participação de empresas privadas nacionais ou estrangeiras corresponde apenas a 70% do campo ou das operações do mesmo.

Este desenho do leilão traz uma série de aspectos que revelam a ineficiência do mesmo. Uma primeira crítica cabível neste sentido se refere ao fato de que o leilão não apresenta o aspecto competitivo verificado nos leilões do regime de concessão. O fato da Petrobras ser a operadora única dos projetos lhe concede um peso muito significativo nos leilões. A experiência do leilão do campo de Libra evidencia que este modelo inibe a participação de outros consórcios, que não aquele no qual a Petrobras está inserida. Isto tem como efeito a adoção contratual do fator de partilha mínimo estabelecido no edital de licitação e, portanto, representa um custo de oportunidade considerável, uma vez que, se o leilão fosse competitivo, o governo poderia fechar o contrato com um fator de partilha mais elevado.

Outra diferença importante em relação aos leilões realizados para o caso do regime de concessão, é que o bônus de assinatura é previamente estabelecido pelo governo. Assim, em vez do bônus de assinatura constituir o lance a ser ofertado pelo direito de explorar o campo de petróleo e, portanto, constituir um objeto central no leilão, ele se torna apenas uma obrigação cujo montante é definido pelo governo.

Neste caso, o fator de partilha, ou seja, a porcentagem da produção do petróleo que será entregue à PPSA se torna o principal critério para a escolha do consórcio vencedor (o contrato de partilha é firmado com o consórcio que oferecer o maior fator de partilha, a partir do mínimo estabelecido pelo governo). Assim, o governo se apropria dos mesmos elementos listados no caso de concessão (exceto participação especial, pois não se aplica a este caso) e do excedente em óleo que lhe cabe, conforme definido no contrato de partilha de cada campo leilado.

No caso do leilão de Libra, a definição de um elevado bônus de assinatura pelo governo ilustra que o mesmo priorizou a maximização da arrecadação no curto prazo³⁴, dado que o campo de Libra possui características muito positivas (por exemplo, o elevado volume de recursos estimados) e, portanto, constitui um projeto muito atrativo para as empresas (o

³⁴Aliado a isso, a determinação prévia do bônus de assinatura num nível tão elevado (R\$15 bilhões) pode ser explicada pelo delicado momento fiscal do governo no ano de 2013.

que garantiria a existência de pelo menos um consórcio disposto a pagar o valor do bônus de assinatura exigido).

Além disso, provavelmente, a determinação prévia do bônus de assinatura foi intencionalmente adotada, uma vez que os agentes do governo possam ter percebido que a figura da Petrobras como operador único implicaria na baixa competitividade do leilão e que, portanto, o valor do bônus não seria tão elevado quanto desejado caso o mesmo fosse um critério de seleção do consórcio vencedor.

Neste sentido, é importante observar que o fato de que o valor mínimo do fator de partilha (41,6%) ter sido de fato adotado pelo consórcio vencedor (e único consórcio que apresentou uma proposta de exploração do bloco), ilustra exatamente a baixa competitividade do leilão e, portanto, que o governo deveria estabelecer um valor elevado de bônus de assinatura (como o fez) se desejava obter uma elevada arrecadação no curto prazo.

Apesar da concorrência nula observada no leilão de Libra, o governo apontou satisfação com o resultado do mesmo uma vez que: (i) conseguiu arrecadar um importante montante de recursos de curto prazo (bônus de assinatura); (ii) as estimativas de arrecadação de longo prazo são positivas³⁵, e; (iii) possui uma capacidade expressiva de participar no processo decisório do projeto.

Entretanto, é importante dirigir uma segunda crítica a este modelo de leilão. A capacidade de arrecadação do governo e o formato do leilão de Libra não podem ser aplicados em todos os campos do Pré-sal. O perímetro do Pré-sal possui não apenas campos gigantes e com grande potencial de produção, mas ainda campos de dimensões menos significativas e campos marginais. A atratividade econômica dos últimos é muito distinta dos primeiros e, portanto, seria interessante, senão essencial para o sucesso do processo de licitação, que o leilão possuía um desenho diferente.

Conforme o IBP aponta³⁶, o arcabouço institucional referente ao regime de Partilha brasileiro apresenta uma série de limitações de natureza tal que pode prejudicar o desenvolvimento do setor de E&P no Brasil. Dentre estes fatores estão: (i) a figura do operador único; (ii) o poder de veto e obrigações da PPSA, e; (iii) restrições quanto à recuperação de custos.

³⁵ No capítulo 3 serão apresentados estes valores estimados de acordo com o modelo desenvolvido por pesquisadores do Grupo de Economia da Energia da UFRJ em parceria com o IBP.

³⁶ Ver IBP (2014).

A figura do operador único pode prejudicar o setor uma vez que o ritmo de investimentos no Pré-sal pode ser reduzido em virtude do considerável montante de recursos financeiros a ser investido para o desenvolvimento de uma variedade de blocos exploratórios. A autorização de múltiplos operadores dos campos do pré-sal permitiria que os investimentos fossem feitos de maneira mais estável, permitindo o crescimento sustentável e competitivo da indústria de fornecedores, a geração de incentivos à inovação.

No que se refere ao poder de veto da PPSA e suas obrigações, o IBP aponta que, enquanto a maioria das empresas estatais criadas em outros países que adotam o regime de partilha possuem a simples função de representar o Estado para o recolhimento da parcela do excedente cabível (não apresentando funções relacionadas à participação nos investimentos e nos riscos do empreendimento, nem em atividades operacionais, ambientais e de segurança) a PPSA participa diretamente no processo decisório dos projetos de E&P. Finalmente, o terceiro aspecto, referente às restrições à recuperação de custos, está relacionado às incertezas que tangem a definição do custo em óleo que, conforme estabelecido em contrato, deve ser devolvido às empresas de petróleo que atuam no projeto.

Para complementar a linha argumentativa que desemboca na sugestão de mudanças no arcabouço regulatório de E&P no Brasil, o próximo capítulo, além de ilustrar, em números, como o arcabouço regulatório possui relevância para a atratividade econômica de projetos de E&P (afetando o VPL e a TIR dos projetos) e para o nível de arrecadação do governo, faz ainda uma exposição sobre como os aspectos regulatórios são importantes para permitir um ajuste (dos níveis de arrecadação) diante de cenários de preço, produtividade e risco geológico desfavoráveis.

CAPÍTULO 3 – CONCESSÃO E PARTILHA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA

Este capítulo aborda dois dos principais aspectos mais importantes referentes à análise proposta por esta dissertação. Primeiramente será feita uma avaliação econômico-financeira do projeto a ser desenvolvido no campo de Libra (considerando unicamente o regime de partilha). Neste ponto a idéia consiste em abordar os resultados do projeto sob as diferentes perspectivas que podem afetar as principais variáveis de interesse do governo e do consórcio de empresas vencedoras do leilão. Tais perspectivas estão relacionadas às diferentes combinações de cenário de preços dos hidrocarbonetos, da produtividade dos poços produtores, dos custos de exploração, de desenvolvimento e de produção (CAPEX e OPEX), e do número de FPSOs que entram em operação anualmente.

Na segunda parte, serão avaliados como o arcabouço regulatório é determinante no que se refere à atratividade do projeto e à arrecadação do governo. A proposta deste segundo item consiste em apresentar uma análise semelhante à desenvolvida no primeiro item, entretanto, verificando os resultados do projeto caso o mesmo estivesse sujeito ao regime de concessão. Busca-se, neste caso, verificar a diferença de comportamento das variáveis que indicam a atratividade do projeto e da arrecadação do governo entre os dois regimes regulatórios. Neste sentido o principal objetivo da discussão consiste em verificar em que medida o arcabouço fiscal/regulatório é capaz de afetar o *governmenttake* e a atratividade de um projeto de E&P em águas profundas e como cada um destes arcabouços regulatórios reagem diante da flutuação dos fatores técnicos e econômicos que geram incertezas no segmento.

Antes, entretanto, o capítulo introduz a metodologia utilizada para esta análise, especificando (resumidamente) não apenas as principais características do modelo de fluxo de caixa utilizado mas ainda os valores das variáveis e as hipóteses de custo, de início da produção, do número de FPSOs utilizadas, número de poços perfurados, etc, que compõem o cenário de referência adotado.

3.1. O Fluxo de Caixa e os Parâmetros do Cenário de Referência

Para realizar a análise proposta, foi desenvolvido o modelo EcoSim - PSC³⁷ em Microsoft Excel pelo Grupo de Economia da Energia da UFRJ em parceria com o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Este modelo criou um fluxo de caixa de um projeto do Pré-sal, ou seja, considerando as características geológicas e de custos estimadas para um projeto de tal magnitude e adotando parâmetros definidos de acordo com o Contrato de Partilha do campo de Libra, uma vez que este foi o primeiro campo do Pré-sal a ser leilado de acordo com as diretrizes definidas pelo regime de Partilha.

O modelo considera todos os fatores que constituem e implicam em custos e receitas de um projeto de E&P. Na aba Parameters, são introduzidas as principais variáveis do projeto como: preço do petróleo, desconto em relação ao Brent, preço do gás, bônus de assinatura, royalties, imposto de renda, taxa e método de depreciação, REPETRO (presente ou ausente), leasing (presente ou ausente) e respectivas taxas, ano de início do projeto, taxa de desconto, inflação de custos e de preços, multiplicadores do Capex (de exploração, de perfuração e de equipamentos) e do Opex, taxa de risco geológico, fator de partilha para o governo (e, como foi visto no Capítulo 2, a respectiva tabela com diferentes fatores de partilha para diferentes combinações de preço e produtividade), produtividade dos poços produtores, o tipo de regime regulatório (Partilha ou Concessão).

Além da aba Parameters, alguns parâmetros relativos ao custo de atividade e equipamentos específicos são considerados na aba Profile Assumptions. Nesta, são indicados fatores como: número de poços de exploração, extensores, produtores e injetores (e os respectivos custos), custo do pipeline, o Opex variável, além do tamanho (capacidade de produção), o custo e o número de FPSOs que entram em operação em cada ano, a taxa média de declínio da produção, custo de abandono (uma porcentagem do custo total do poço), entre outros.

Além destes indicadores, a partir das alíquotas nominais dos tributos e compensações financeiras (explicitados no Capítulo 2) que incidem sobre um projeto de E&P no Brasil, foram calculadas as alíquotas efetivas correspondentes. O conceito de alíquota efetiva foi utilizado uma vez que o sistema de tributos que incide sobre o *upstream* da indústria do petróleo é de grande complexidade e, além disso, tais tributos, inevitavelmente, se sobrepõem. Assim, há uma grande divergência entre as alíquotas previstas em lei

³⁷ Detalhes, além daqueles descritos neste item, são expostos no Apêndice.

(nominais) e aquelas de fato observadas pelos participantes do setor (Pereira, 2004). Este aspecto foi contemplado pelo modelo desenvolvido, numa tentativa de torna-lo mais próximo à realidade de um projeto de E&P. A tabela a seguir apresenta as alíquotas efetivas consideradas pelo modelo.

Tabela 8 – Alíquotas de Impostos

Categoria tributária	Alíquota Efetiva								TOTAL TAXES
	ISS	CIDE	IPI	ICMS	COFINS/PIS	PIS	II	IR	
Bens Repetro	-	-	-	3,09%	-	-	-	-	3%
Bens Não Repetro Nacional	-	-	13,68%	33,06%	13,25%	-	-	-	60%
Bens Não Repetro Internacional	-	-	13,68%	33,06%	13,25%	-	14,00%	-	74%
Serviço Nacional	0,00%	-	-	-	10,19%	-	-	-	10%
Serviço Internacional	0,00%	10,00%	-	-	12,59%	-	-	0,00%	23%
Afretamento Local	-	-	-	-	10,19%	-	-	-	10%
Afretamento Internacional	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
Aluguel Nacional	-	-	-	-	10,19%	-	-	-	10%
Aluguel Internacional	-	-	-	-	-	-	-	0,00%	0%

Fonte: Elaboração própria

Além disso, o modelo original foi adaptado para verificar, sob um mesmo projeto de E&P, os resultados econômicos caso o regime de concessão fosse adotado no lugar do regime de partilha. Neste sentido, é importante notar que o projeto desenvolvido pelo GEE em parceria com o IBP, apresentando estudos sobre viabilidade econômica de projetos de E&P, já estava em curso antes de minha participação. Portanto, já haviam sido desenvolvidos modelos que contemplavam apenas projetos sujeitos às regras do regime de concessão. A partir do aprendizado destes modelos, foi possível introduzir, posteriormente, no modelo mais recente (que, inicialmente, contemplava apenas o regime de partilha), as regras do regime de concessão.

Assim, além do aprimoramento dos cálculos referentes aos mecanismos de arrecadação do governo no caso do regime de partilha, baseado num estudo detalhado das características do regime de concessão e dos modelos desenvolvidos anteriormente, foram introduzidos os tributos específicos deste, assim como os mecanismos de arrecadação do governo específicos deste regime. Foi inserida, por exemplo, a cobrança da participação especial, conforme ilustrado nas tabelas 3, 4, 5 e 6 do Capítulo 2.

Neste sentido é importante enfatizar que o modelo possui dois esquemas de cálculo dos tributos e compensações financeiras, cada um correspondente a um regime regulatório diferente. No caso da concessão, além do bônus de assinatura, da devida alíquota dos royalties, II, ICMS, PIS, COFINS, CIDE, IRPJ, CSLL, ISS e IPI, é contabilizada a participação especial correspondente aos elevados volumes de produção (conforme

estabelecido nas tabelas correspondentes à exploração em águas profundas no Capítulo 2) estimados no projeto de Libra. No caso do regime de partilha, por sua vez, apesar de considerar os mesmos impostos diretos e indiretos (com REPETRO) e o mesmo bônus de assinatura, a alíquota correspondente aos royalties é diferente do caso de concessão. Além disso, leva-se em consideração que as empresas responsáveis pelo campo, se apropriam do volume de produção correspondente ao custo em óleo, aos royalties devidos e do excedente em óleo (já definidos anteriormente). A partir do excedente em óleo total, calcula-se a parcela que é destinada ao governo e a parcela que permanece sob poder das empresas.

É importante ressaltar ainda que o modelo admite a possibilidade de que as empresas de petróleo adquiram bens e serviços sob os quais se aplicam a legislação correspondente ao REPETRO. Caso o usuário do modelo queira considerar o REPETRO, o modelo leva em consideração as operações e os custos incorridos com a realização da admissão temporária de bens e serviços contemplados pelo regime aduaneiro. Assim, o modelo abre espaço para a discussão a respeito da aplicabilidade e relevância do REPETRO para a viabilidade econômica de projetos de E&P no pré-sal, permitindo ainda avaliar em que medida a arrecadação do governo é afetada pela presença ou ausência de tal legislação em diferentes arcabouços regulatórios (regime de partilha ou regime de concessão)³⁸.

A partir de todos estes dados, é gerada a curva de produção do campo, são contabilizados as receitas provenientes da produção de petróleo e gás, os custos de capital e custos operacionais, e o valor dos impostos incidentes sobre os mesmos. O modelo traz tais resultados ao valor presente, supondo uma taxa de desconto de 10% a.a.. Desta forma, o modelo é capaz de gerar, para cada regime regulatório considerado, os principais resultados de interesse desta dissertação: a receita total do projeto, o custo total (Capex e Opex), o valor presente líquido do projeto (apropriado pelas empresas), a TIR, o valor apropriado pelo governo (decomposto em Impostos de Renda, Impostos Indiretos, Royalties, Participação Especial³⁹, Parcela do Excedente do Governo⁴⁰ e Bônus de Assinatura) e sua porcentagem em relação à receita líquida do projeto.

O governmenttake, um dos aspectos principais da análise desenvolvida, é calculado através das seguintes fórmulas:

³⁸ Este aspecto não será abordado uma vez que não consiste no foco desta análise. Entretanto, o tema é abordado por Accurso e Almeida (2012) num estudo que considerou outro modelo.

³⁹ Apenas para o caso de Concessão.

⁴⁰ Apenas para o caso de Partilha de produção.

$$\text{Government Take Concess\~ao (US\$)} = IT + R + IR + B + PE$$

$$\text{Government Take Partilha (US\$)} = IT + R + IR + B + GS$$

$$\text{Government Take Concess\~ao (\%)} = \frac{IT + R + IR + B + PE}{RL}$$

$$\text{Government Take Partilha (\%)} = \frac{IT + R + IR + B + GS}{RL}$$

Em que: IT: Impostos indiretos

R: Royalties

IR: IRPJ e CSLL

B: B\~onus de Assinatura

PE: Participa\~ao Especial

RL: Receita L\~iquida = Receita bruta – Capex – Opex

3.1.1. O Cen\~ario de Refer\~encia

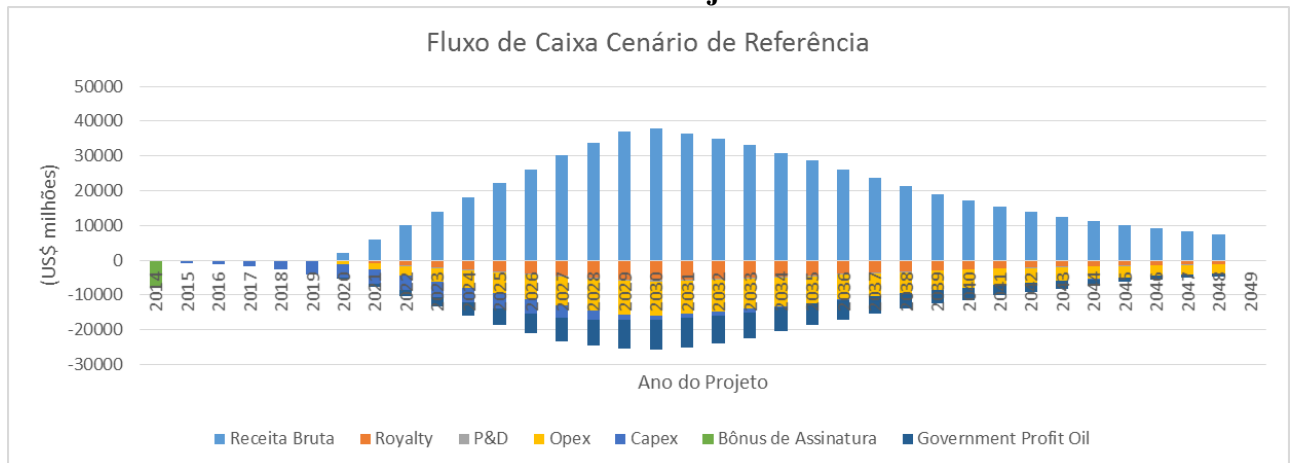
Neste item \~e detalhado o cen\~ario de refer\~encia criado no modelo, a fim de avaliar a atratividade do projeto em diferentes condi\~oes. A id\~eia consiste em agrupar, neste cen\~ario, hip\~oteses sobre vari\~aveis que n\~ao assumam valores muito extremos, mas que reflitam a cautela necess\~aria para avaliar a viabilidade econ\~omica de um projeto de E&P⁴¹. Tais hip\~oteses se referem desde as condi\~oes t\~ecnicas do projeto (n\~umero de plataformas instaladas, de po\~os perfurados, produtividade dos po\~os, etc) at\~e as condi\~oes econ\~omicas (custos de perfura\~ao, custo de FPSOs, pre\~o do barril de petr\~oleo, pre\~o do g\~as natural, etc). Os valores apresentados no pr\~oximo par\~agrafo se baseiam nos dados adotados em entrevistas feitas com agentes da ind\~ustria de E&P.

Dentre os par\~ametros considerados no Cen\~ario de Refer\~encia, podemos citar: volume de reservas (8 bilh\~oes de barris), capacidade das FPSOs (27,5 milh\~oes de barris/ano no primeiro ano de opera\~ao da mesma e 54,5 milh\~oes de barris/ano nos demais anos), n\~umero de FPSOs (10), custo de cada FPSO (US\$2 bilh\~oes), porcentagem de g\~as (20%) e porcentagem de petr\~oleo no campo (80%), dura\~ao do contrato (35 anos), pre\~o do petr\~oleo

⁴¹ Outros cen\~arios foram criados num artigo apresentado no 5^o ELAEE. Consultar Consoli e Almeida (2015).

(US\$ 90/barril), preço do gás (US\$ 6/Mbtu), bônus de assinatura (US\$ 7,5 bilhões), royalties (10% para o caso de concessão e 15% para o caso de partilha), impostos (conforme expostos na figura 1, as alíquotas efetivas de impostos não se modificam nos diferentes cenários), método de depreciação (unidades de produção), investimento em P&D (1%), ICMS sobre o REPETRO (3,1%), juros do leasing (10%), parcela do subsea com leasing (75%), parcela das FPSOs com leasing (95%), ano inicial do projeto (2014), taxa de desconto (10%), produtividade por poço produtor (10 mil barris/dia), preço do subsea (US\$ 60 milhões/poço), custo de perfuração do poço (US\$ 150 milhões), número de poços (10 de exploração, 30 extensores, 120 produtores, 60 injetores), ano de início da produção (2020), custo de abandono (5% do custo total do poço), taxa de declínio da produção (10%, a partir do nono ano de operação da FPSO). Tais variáveis geram o seguinte fluxo de caixa para o projeto:

Gráfico 5 – Fluxo de Caixa do Projeto no Cenário de Referência



Fonte: Elaboração própria

É importante notar que se supõe ainda que a reserva de gás natural será produzida e comercializada, ou seja, o modelo desconsidera a possibilidade de que o gás seja queimado ou lançado para a atmosfera devido a uma eventual não economicidade de sua comercialização. Uma vez que a análise desenvolvida está restrita a avaliação de um projeto de exploração e produção de hidrocarbonetos, o modelo não considera as demais etapas da cadeia (estrutura de comercialização e transporte para mercados consumidores).

3.2. Atratividade Econômica de Libra e o *GovernmentTake*: Análise de Sensibilidade do Projeto sob o Regime de Partilha

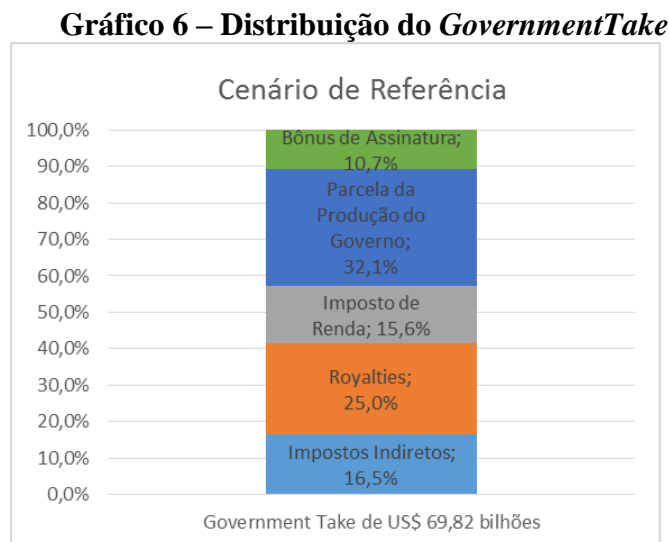
A partir dos cenários anteriormente definidos, neste item, serão verificados como o *governmenttake* e o VPL se comportam conforme se supõem diferentes níveis de preço do petróleo, produtividade dos poços produtores, custos, atrasos para o início da produção, e

participação de petróleo e gás na reserva explorada, assumindo a adoção do regime de Partilha.

Para tanto, este item será dividido em dois subitens. No primeiro, o foco da análise será o *governmenttake*. Esta abordagem é interessante não apenas para atingir o propósito desta dissertação, mas ainda para observar em que medida a forma com que o governo se apropria da renda extraordinária do petróleo afeta a atratividade do projeto em diferentes condições. No segundo subitem a abordagem será reaplicada, entretanto, o objeto de análise será o VPL, indicando a atratividade do projeto (a parcela apropriada pelas empresas responsáveis pelo mesmo).

3.2.1. GovernmentTake

O *governmenttake* aqui observado será expresso conforme definido anteriormente. O foco desta análise serão os valores absolutos do *governmenttake* e suas variações em cada cenário. No primeiro gráfico ilustrado a seguir, são expostos os valores totais da arrecadação do governo, considerando todo o ciclo de vida do projeto de E&P em questão, e a sua composição.



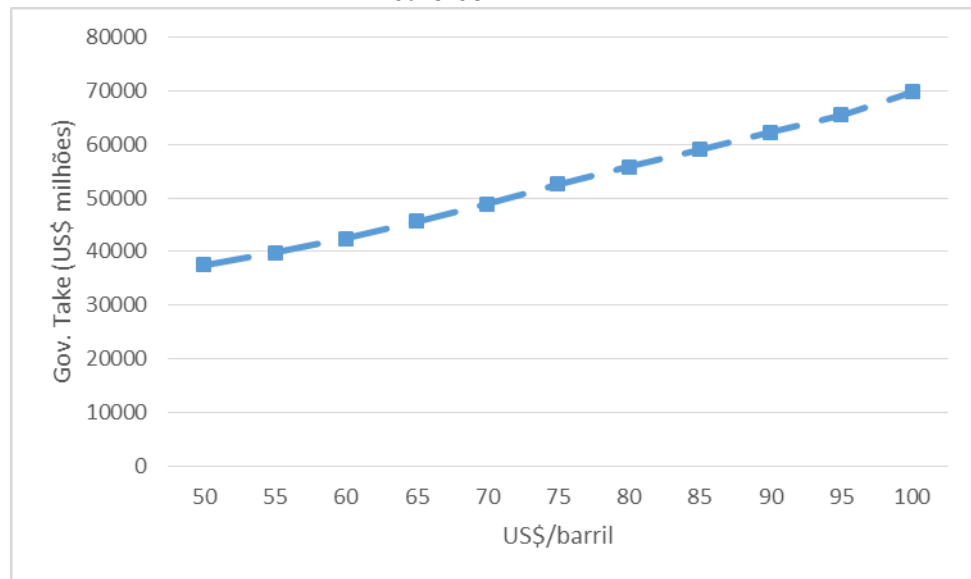
Fonte: Elaboração própria

Em primeiro lugar é importante enfatizar a representatividade da arrecadação do governo, mesmo considerando valores conservadores de, por exemplo, produtividade. O mais importante entretanto é notar a relevância do *GovernmentProductionShare* (um dos principais elementos característicos do regime de partilha que o diferencia do regime de concessão), responsável por 32,1% da arrecadação do governo. Em segundo lugar estão os royalties (cuja taxa de incidência atinge 15%). Ambos dependem da rentabilidade do projeto e, dada a sua

participação na arrecadação do governo, indicam (indiretamente) quão atrativo o projeto seria sob as circunstâncias assumidas no cenário de referência.

Como previsto, a análise avança sobre os efeitos observados quando se consideram diferentes níveis de preço do petróleo ao longo de todo o projeto. O seguinte gráfico ilustra tais efeitos:

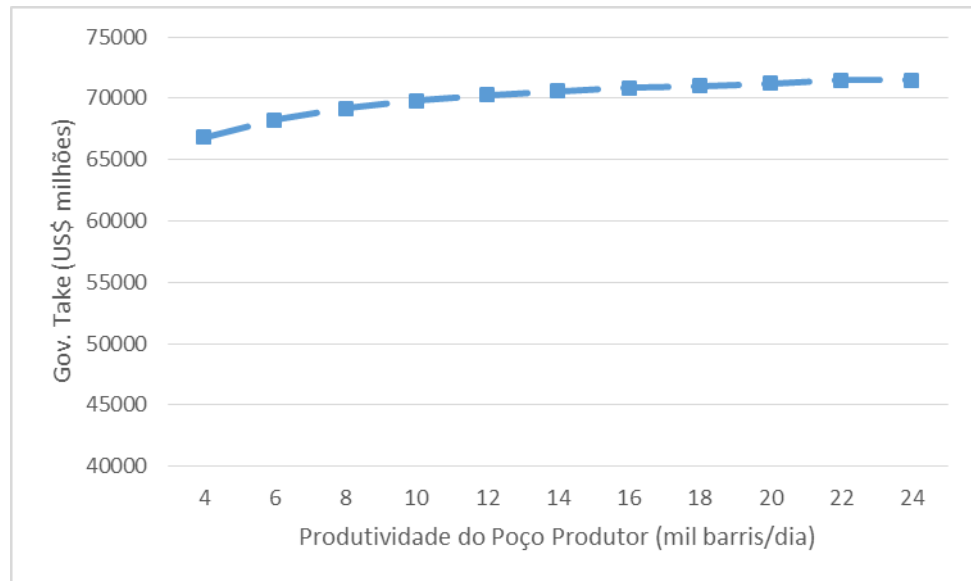
Gráfico 7 – Governmenttake em Diferentes Níveis de Preço do Barril de Petróleo



Fonte: Elaboração própria

Conforme esperado, quanto maior o nível de preços considerado para o projeto, maior a arrecadação do governo. A cada cinco dólares, o *governmenttake* aumenta em média 6%. Mesmo num cenário de níveis de preço relativamente baixos (como o que se configura atualmente no mercado de petróleo), o governo ainda é capaz de arrecadar um considerável montante (US\$39,7 bilhões) através do arcabouço fiscal estabelecido com o regime de Partilha.

Mantendo o preço do barril de petróleo constante (US\$90), maiores níveis de produtividade correspondem a fatores de partilha cada vez maiores, ou seja, na medida em que aumenta a base de incidência (uma vez que o excedente em óleo cresce com o aumento da produtividade), também aumenta o fator de partilha incidente. Assim, é possível explicar a trajetória crescente da curva que ilustra os níveis de *governmenttake* para diferentes níveis de produtividade dos poços produtores.

Gráfico 8 – GovernmentTake em Diferentes Níveis de Produtividade dos Poços

Fonte: Elaboração própria

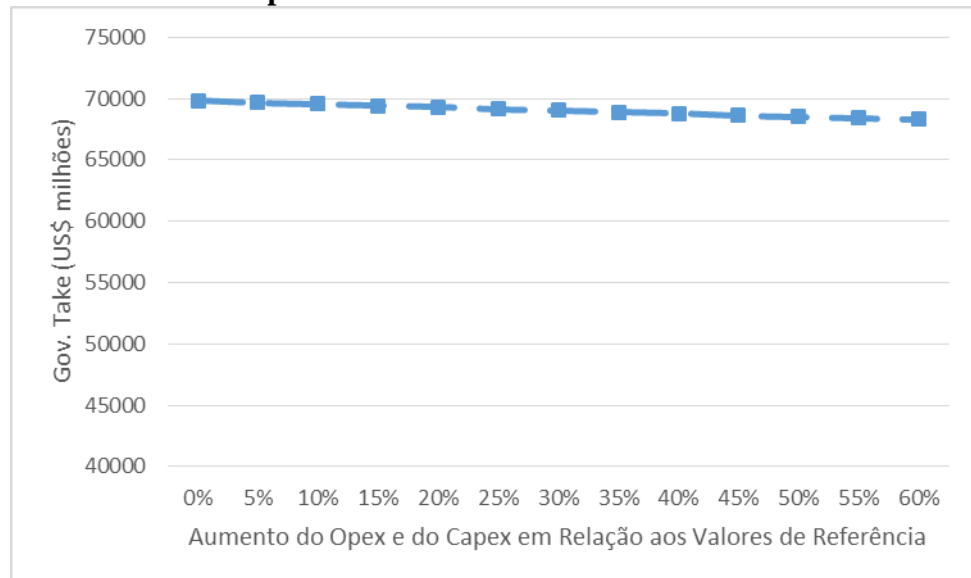
Entretanto, é importante notar que, enquanto a curva de *governmenttake* do gráfico de preço do barril de petróleo apresenta uma trajetória crescente mais constante, a curva do Gráfico 8 é côncava. Isto indica que, dada a tabela que condiciona o fator de partilha aos níveis de preço e de produtividade, os níveis de preço do petróleo são fatores muito mais importantes para aumentar a capacidade de arrecadação do governo do que os níveis de produtividade dos poços.

Observa-se que o aumento do excedente em óleo é muito mais significativo com o aumento de preços do petróleo do que com o aumento da produtividade. Se, por exemplo, aumentarmos a produtividade dos campos produtores de 10 mil barris/dia para 24 mil barris/dia, mantendo o nível de preços constante, o excedente em óleo aumenta de US\$71,4 bilhões para US\$79,3 bilhões. Entretanto, este último valor de excedente em óleo do projeto (US\$79,3 bilhões) pode ser obtido se o preço do barril de petróleo aumentar apenas US\$6,73, ou seja, se o preço considerado durante todo o projeto for de US\$96,73/barril.

Para verificar os efeitos de diferentes níveis de custos (Capex e Opex) sobre a arrecadação do governo, o modelo adotou quatro multiplicadores (multiplicador de Opex, multiplicador de Capex exploração, multiplicador de Capex perfuração e multiplicador de Capex equipamentos) associados aos valores de custos definidos previamente em cada cenário. Isoladamente, o único elemento de custo que possui maior impacto sobre o *governmenttake* é o Opex (ver Consoli, 2015).

De modo geral os impactos do Capex se fazem sentir relativamente pouco sobre o *governmenttake*⁴², uma vez que uma parte considerável do que é arrecadado pelo governo, corresponde aos tributos incidentes sobre os equipamentos e atividades de exploração (maiores custos de exploração inclusive aumentam a arrecadação do governo em alguns milhões de dólares) e perfuração. Isto não gera nenhum impacto sobre o valor da produção (sobre a qual incidem os royalties, por exemplo) e compensa um pouco a queda do excedente em óleo. Assim, maiores custos de capital não possui um impacto muito significativo. Desta maneira, o Opex é um elemento mais impactante sobre o valor arrecadado pelo governo pois ele não gera uma fonte de arrecadação para o governo tal como os itens verificados no Capex.

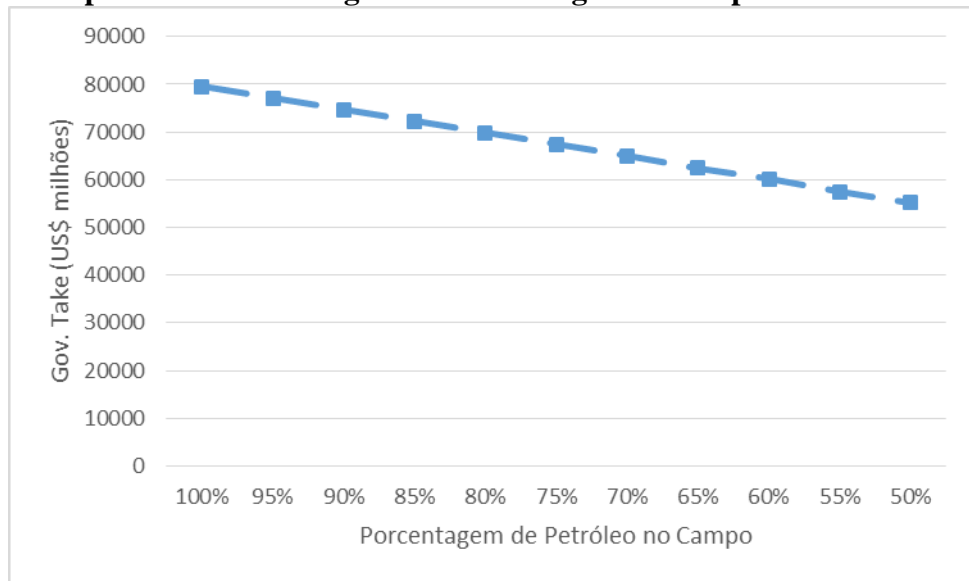
Gráfico 9 – Impacto dos Custos Totais sobre o Gov. Take



Fonte: Elaboração própria

Finalmente, um último fator que representa um grande impacto sobre o *governmenttake* é a porcentagem de petróleo e gás existente no volume total de reservas. Quanto maior a presença de gás no projeto, menor será o valor arrecadado pelo governo, uma vez que a capacidade de monetização das reservas se perde, dado o menor valor do gás em relação ao petróleo. Este fator é de extrema relevância uma vez que, se encontrado um elevado volume de reservas de gás nos campos do pré-sal, os consórcios exploradores deverão tomar a difícil decisão de desenvolver um projeto cujo custo de oportunidade, em relação a um projeto de produção de petróleo, é muito elevado.

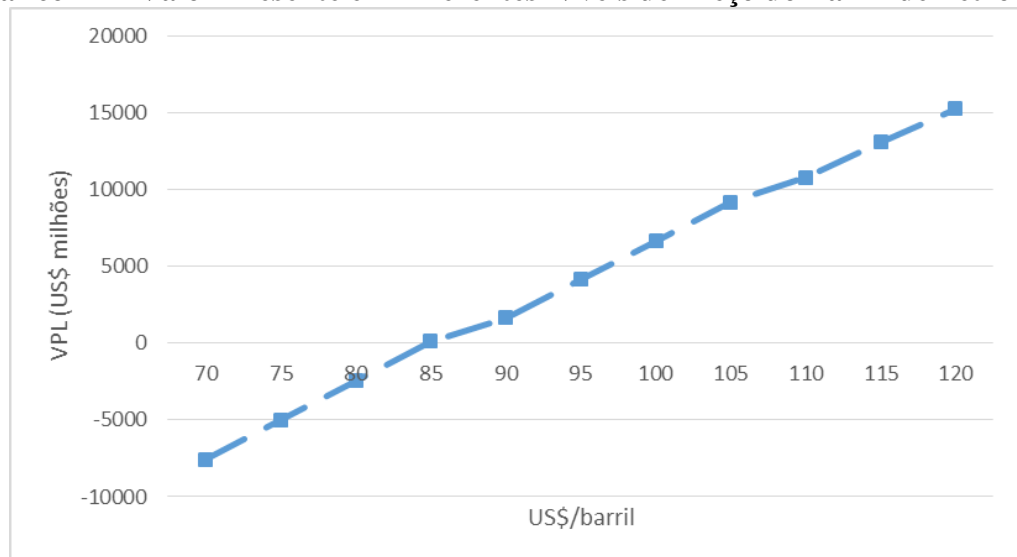
⁴²De certo modo, o gráfico de produtividade reflete o que é observado no gráfico seguinte, uma vez que variações na produtividade afetam, em direção oposta, os custos operacionais e os custos de capital.

Gráfico 10 – Impactos da Porcentagem de Petróleo/gás no Campo sobre o Gov. Take

Fonte: Elaboração própria

3.2.2. Valor Presente Líquido Apropriado pelo Concessionário

O VPL calculado para o projeto é obtido subtraindo da receita total, para cada ano do mesmo, o Capex (e respectivos impostos), o Opex (e respectivos impostos), os royalties, os gastos em P&D, o Bônus de Assinatura e o Lucro em óleo do governo, e trazendo para o valor presente, à taxa de desconto considerada (10%), o valor obtido da subtração. Neste sentido, o VPL é aqui interpretado como o valor presente do lucro gerado pelo projeto e que, portanto, será apropriado pela empresa (ou consórcio de empresas responsável pelo projeto).

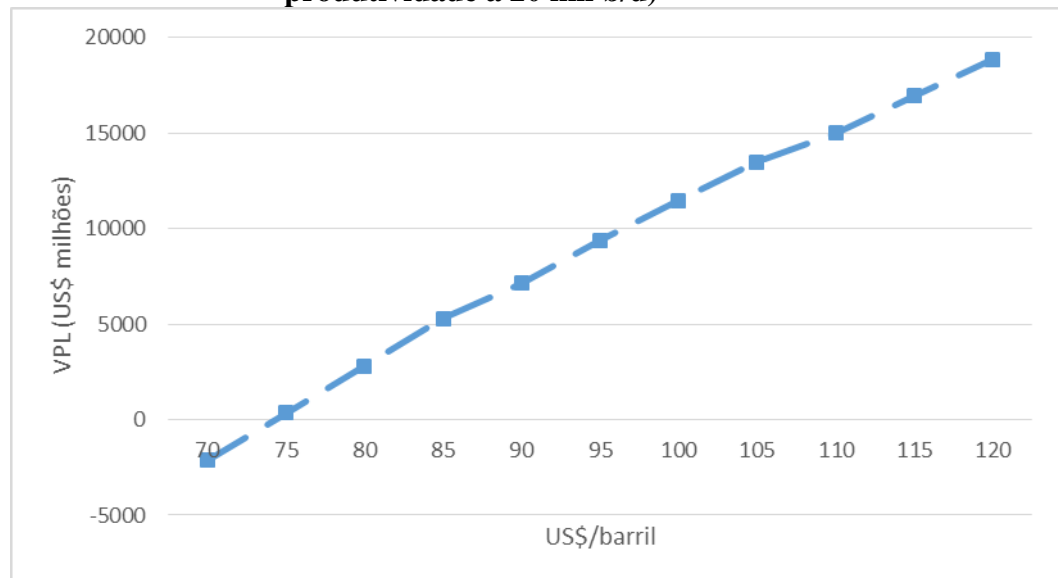
Gráfico 11 – Valor Presente em Diferentes Níveis de Preço do Barril de Petróleo

Fonte: Elaboração própria

Neste primeiro gráfico é possível notar como o VPL do projeto se comporta quando modificamos a hipótese de nível de preço adotada (US\$ 90,00/barril). Como esperado, para níveis de preço menores, menor é a lucratividade do projeto, entretanto nota-se que o VPL é muito mais sensível aos diferentes níveis de preço do barril do que o *governmenttake*. É importante observar ainda que, dadas as hipóteses de custo, produtividade, etc definidas para o cenário de referência, se o preço do barril de petróleo se tornar inferior a US\$85 o projeto se revela economicamente inviável. Esse valor parece muito elevado e, dado o atual cenário de preços do barril de petróleo, mesmo um dos projetos mais grandiosos do Pré-sal seria economicamente inviável.

Entretanto é importante notar alguns aspectos interessantes sobre as hipóteses adotadas no modelo. Em primeiro lugar, buscou-se adotar um número conservador para os níveis de produtividade (10 mil barris/dia por poço produtor), dada a natureza cautelosa que uma avaliação sobre a atratividade econômica de projetos apresenta. Mas, de acordo com dados dos poços produtores operados pela Petrobras no Pré-sal, o nível médio de produtividade é de 20 mil barris/dia por poço produtor. Alguns poços, por exemplo, atingem o dobro desta produtividade. O seguinte gráfico ilustra a mesma curva apresentada no gráfico anterior, com a diferença de que a hipótese sobre o nível de produtividade é de 20 mil barris/dia. Neste caso, o preço que inviabiliza o projeto é de aproximadamente US\$75/barril.

Gráfico 12- VPL em Diferentes Níveis de Preço do Barril de Petróleo (se produtividade a 20 mil b/d)



Fonte: Elaboração própria

Entretanto, mesmo assumindo uma hipótese de produtividade menos conservadora, o projeto continua sendo pouco flexível à variável preços, uma vez que o preço mínimo que

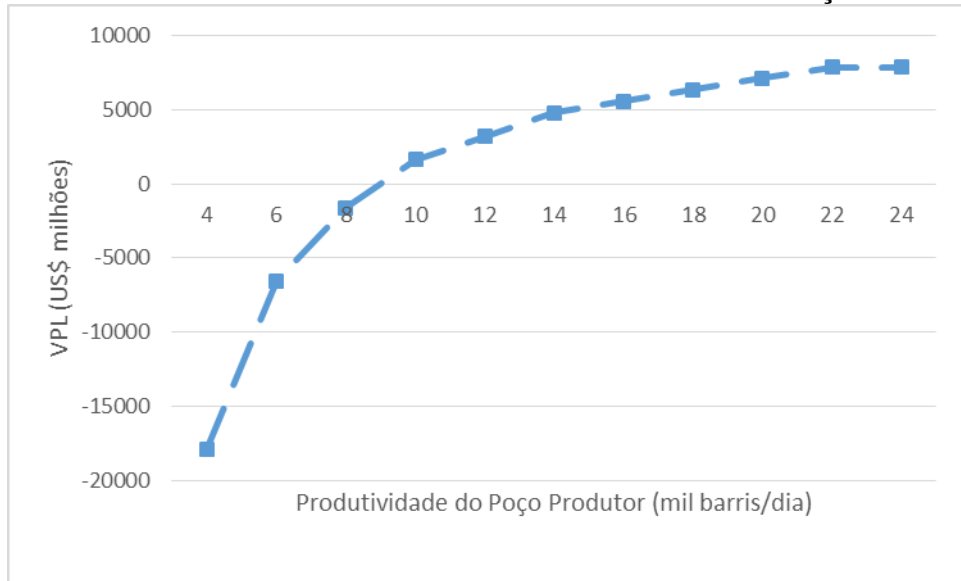
mantém a viabilidade do projeto é muito elevado. Entretanto, um segundo fator deve ser observado: custos. As hipóteses de custo adotadas refletem os níveis praticados antes do processo de forte queda dos preços do petróleo. Neste ponto é importante enfatizar a relação entre o nível de preços do petróleo e os custos de exploração e produção.

De acordo com Viegas (2012), é possível observar uma correlação entre o nível de preço do petróleo e os custos de E&P (apesar da natureza distinta entre eles). Enquanto os preços do petróleo possuem maior volatilidade, uma vez que dependem do comportamento do mercado financeiro, os custos são mais rígidos. Uma vez que os investimentos em E&P constituem projetos de longa maturação e contratos de longo prazo, variações momentâneas de preço não são capazes de afetar os custos. Entretanto, se a mudança para determinado patamar de preço for confirmada a médio e longo prazo, o ritmo de investimentos na cadeia passará a ser ditado por tal patamar e, conseqüentemente, uma nova relação entre oferta e demanda de equipamentos e serviços se configurará (o que afeta os níveis de preços dos mesmos).

Os atuais níveis de preço do petróleo não possuem a perspectiva de curto prazo de retornarem a níveis muito elevados e, portanto, é possível que a atual composição dos custos de E&P esteja apresentando uma queda. Vale salientar ainda que a cadeia do petróleo é intensiva em derivados do próprio produto e este aspecto intensifica os efeitos das variações de preço da *commodity* sobre os custos de E&P.

Assim, como foi observado para o caso do *governmenttake*, será avaliado como o VPL responde a diferentes níveis de produtividade. Fazendo uma análise análoga à apresentada anteriormente, é possível observar que o VPL é mais sensível aos diferentes níveis de produtividade do que o *governmenttake*. Para níveis de produtividade muito baixos, o VPL atinge valores negativos (o mesmo não ocorre para o *governmenttake*).

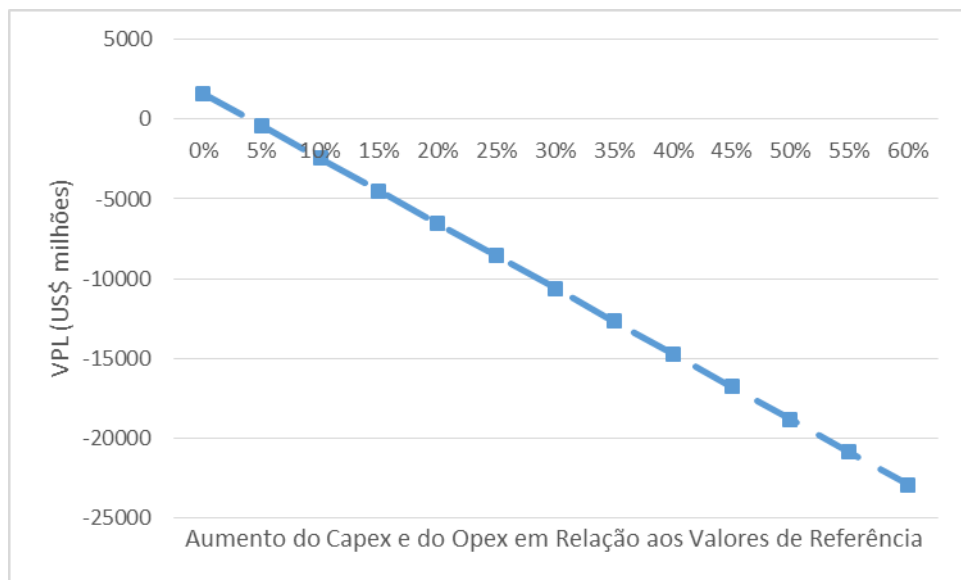
Gráfico 13 – VPL em Diferentes Níveis de Produtividade dos Poços



Fonte: Elaboração própria

No que se refere à resposta do VPL a diferentes níveis de custos (Opex e Capex) nota-se que, mesmo considerando a obrigação do governo em permitir que o consórcio se aproprie do custo em óleo, os custos exercem um considerável impacto sobre o VPL. O seguinte gráfico ilustra justamente como o valor apropriado pelas empresas de petróleo é afetado se os custos se revelam x% maiores que aqueles assumidos no cenário de referência.

Gráfico 14 - Impacto dos Custos Totais sobre o VPL

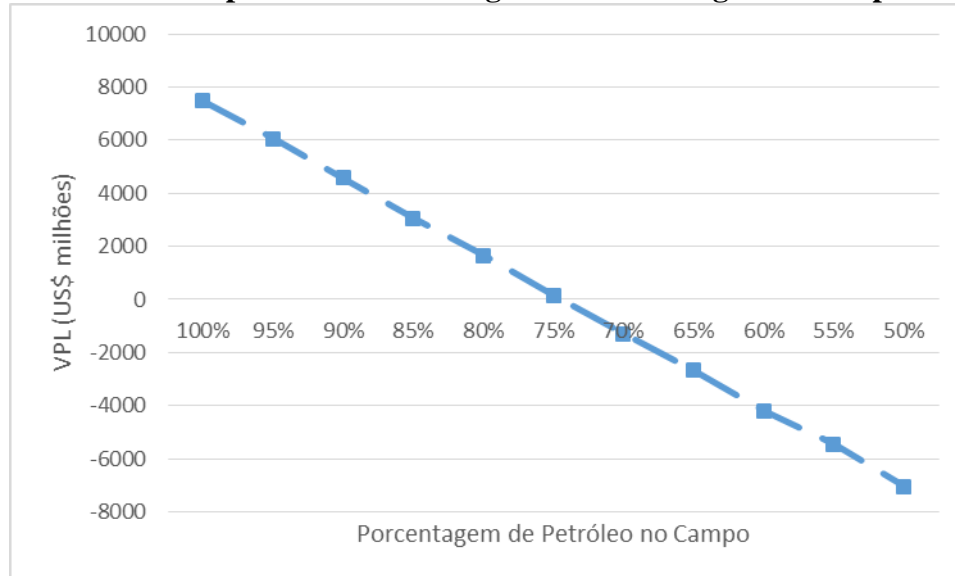


Fonte: Elaboração própria

A partir da simples observação do mesmo, fica evidente que o projeto possui pouca flexibilidade no que se refere aos níveis de custo. Se os custos aumentarem em aproximadamente 5% com relação aos níveis previamente assumidos no modelo, o projeto se inviabiliza.

Finalmente, o seguinte gráfico ilustra como o VPL responde à proporção de petróleo presente no campo. Uma vez que o valor do gás natural é menor do que o do petróleo, quanto menor a proporção de petróleo no campo (ou seja, quanto maior a participação de gás natural) menor será a receita obtida pelo projeto e, conseqüentemente, o VPL verificado no modelo. Este fator é capaz de inviabilizar o projeto (dadas as hipóteses assumidas no modelo), caso o gás represente mais que 25% da reserva do campo.

Gráfico 15 – Impactos da Porcentagem de Petróleo/gás no Campo sobre o VPL



Fonte: Elaboração própria

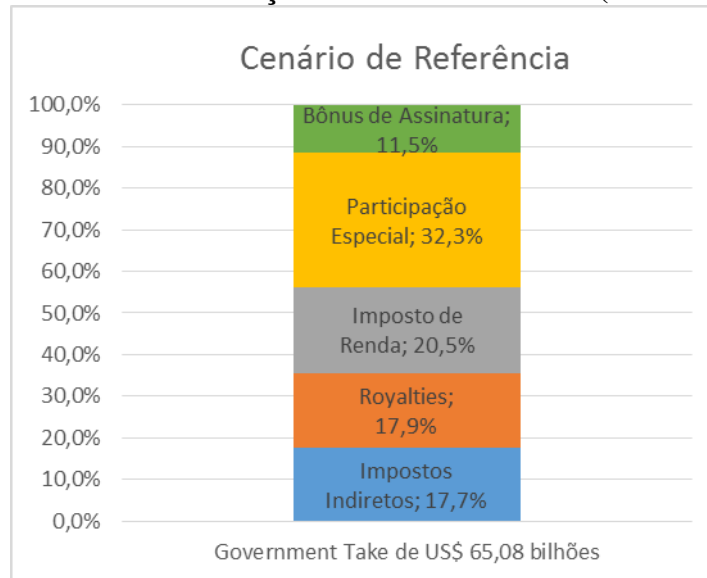
3.3. Análise de Sensibilidade do Projeto sob o Regime de Concessão: uma Comparação dos Regimes Regulatórios

Neste item, será analisado como os mesmos fatores avaliados se comportam caso o regime de Partilha não fosse adotado, ou seja, se o projeto fosse regulado de acordo com as diretrizes do regime de Concessão. Ao apresentar os dados análogos àqueles apresentados no caso do Regime de Partilha, será feita uma comparação entre os dois regimes regulatórios. Seguindo a ordem estabelecida no item anterior, será inicialmente analisado o comportamento do *government take* em cada cenário e, num segundo tópico, o VPL.

3.3.1. Government Take

O seguinte gráfico mostra como o valor arrecadado pelo governo é decomposto nos diferentes mecanismos de arrecadação característicos do regime de concessão. A principal característica que diferencia o *government take* observado no caso de Partilha com a arrecadação do governo caso o projeto fosse regulado de acordo com as diretrizes do regime de Concessão, é que o montante arrecadado pelo governo no primeiro regime é maior. No caso de concessão, a participação especial assume o papel mais relevante para a arrecadação do governo, sendo responsável por 32,4% da arrecadação. Em termos relativos, sua participação é inclusive, maior que aquela observada pelo componente progressivo do regime de partilha (gov. production share de 32,1%).

Gráfico 16– Distribuição do *GovernmentTake* (Concessão)



Fonte: Elaboração própria

Assim, no que se refere à composição do valor arrecadado pelo governo, é possível verificar duas diferenças fundamentais em relação ao caso de Partilha. Em primeiro lugar, a fonte de arrecadação mais relevante, que no caso de partilha era o *government production share* (parcela do excedente em óleo destinada ao governo), no regime de concessão é a Participação Especial. Esta, assim como o *government production share*, é um tipo de arrecadação progressiva. Como foi observado no capítulo anterior, a incidência da participação especial varia de acordo com o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral. Quanto maior o volume produzido, maior será a alíquota incidente sobre a receita líquida (Receita bruta subtraída do custo total e dos royalties).

Desta forma, pode-se dizer que o aspecto progressivo da participação especial é semelhante ao do fator de partilha⁴³. Assim como o último, o primeiro depende do volume produzido (e, neste sentido a produtividade cumpre um papel importante) e dos preços do barril de petróleo (uma vez que a receita líquida depende dos preços). Entretanto, enquanto o fator de partilha varia na mesma direção da variação de preços do petróleo e da produtividade, a alíquota da participação especial varia apenas com o volume de produção.

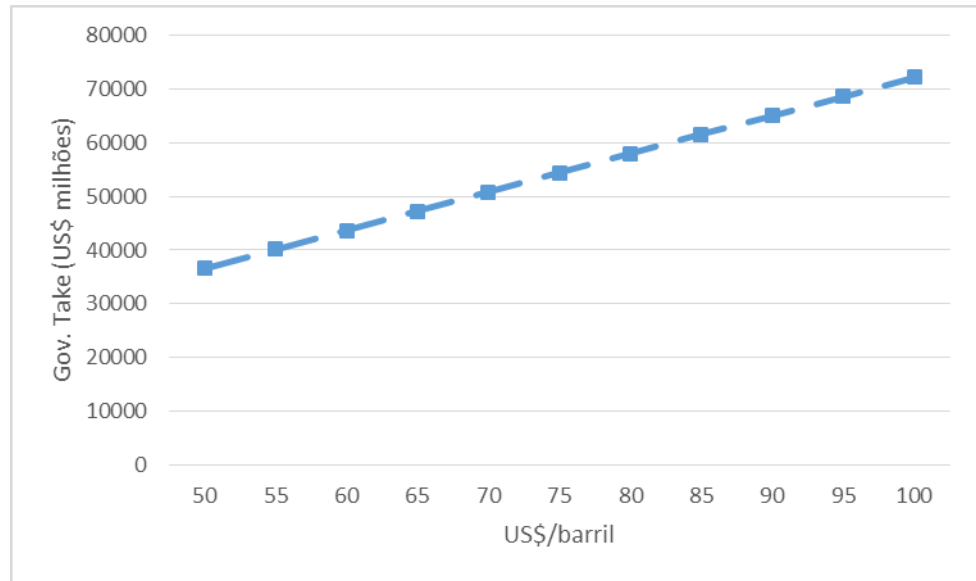
No caso da concessão, os royalties deixam de ser a segunda maior fonte de receitas para o governo. Este papel passa a ser cumprido pelo Imposto de Renda. Este elemento se explica pelo fato de que, como será visto no próximo item, a parcela da renda apropriada pela empresa (o lucro real, sobre o qual incidem o IRPJ e a CSLL) é maior no caso do regime de concessão do que no caso de partilha. Além disso, essa diferença é explicada ainda pelo fato de que enquanto no caso de Partilha a alíquota dos Royalties é de 15%, no caso de Concessão ela é de 10%, podendo ser de 5% em alguns casos (entretanto, foi considerada a alíquota de 10% no modelo, dada a dimensão do projeto).

Um aspecto importante a ser notado é que, no caso do modelo de concessão, se supõe que o Bônus de assinatura é de R\$15 bilhões, ou seja, o mesmo valor verificado no caso do projeto que considera o regime de Partilha. Além disso, a arrecadação de impostos diretos possui o mesmo valor independente do regime regulatório.

O seguinte gráfico ilustra como o *government take* do projeto sujeito ao regime de concessão se comporta diante de diferentes níveis de preço. Nota-se novamente que, conforme esperado, quanto maior o preço do petróleo, maior a arrecadação do governo. Entretanto, estabelecendo uma comparação direta com a curva do caso de Partilha (conforme ilustrado no Gráfico 18) nota-se que a arrecadação do governo no caso de partilha é relativamente maior do que em concessão (e esta diferença numérica, de aproximadamente US\$ 5 bilhões, se mantém para diferentes níveis de preço).

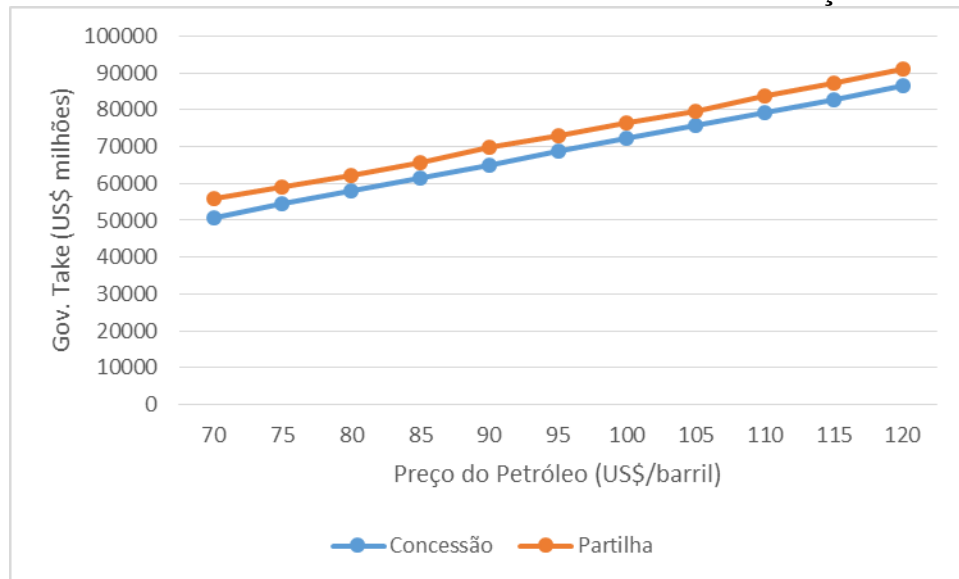
⁴³ Este aspecto é semelhante uma vez que o *governmentproductionshare* é mais progressivo que a participação especial em produtividade, enquanto a participação especial é mais progressiva em relação às variações de preço do barril. Assim, estes elementos praticamente se compensam ao avaliar a progressividade da participação especial e do *governmentproductionshare*.

Gráfico 17– Governmenttake em Diferentes Níveis de Preço do Barril de Petróleo



Fonte: Elaboração própria

Gráfico 18 – Concessão vs Partilha - Government Take e Preço do Barril

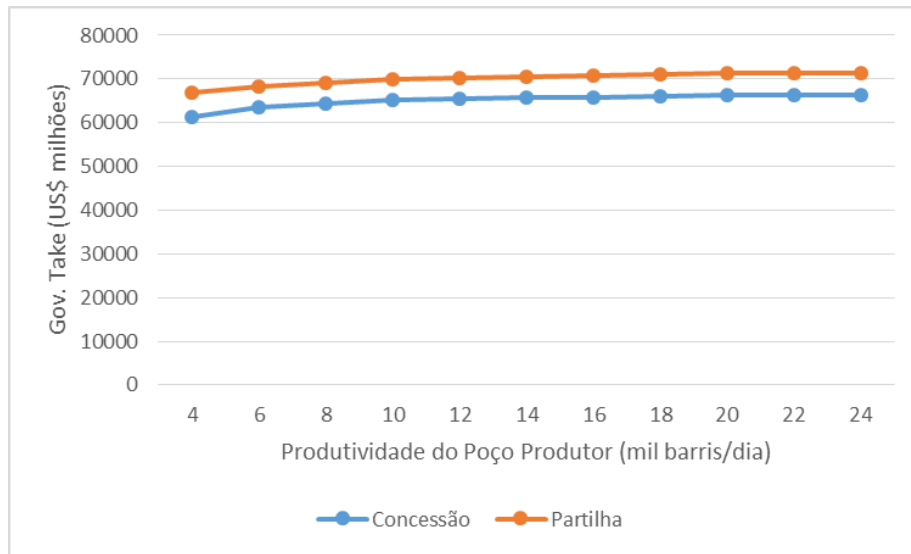


Fonte: Elaboração própria

Este tipo de análise contribui ainda para explicar os efeitos de níveis de produtividade maiores sobre a arrecadação do governo. Da mesma forma, que foi apresentado no Gráfico 8, o gráfico a seguir evidencia que maiores níveis de produtividade geram maior arrecadação do governo. Tais níveis de arrecadação são relativamente maiores no caso de partilha do que no caso de concessão, independente do cenário de produtividade adotado. Novamente, a curva é côncava o que indica, portanto, que seu efeito sobre o government take é menor do que impacto causado por diferentes níveis de preço do petróleo.

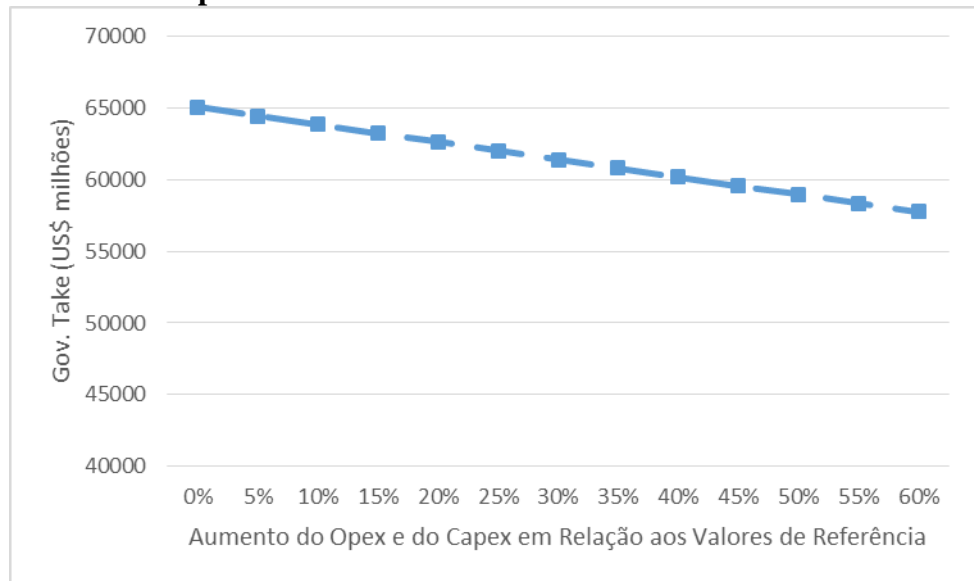
Entretanto, um elemento importante que pode passar despercebido pela análise em separado dos gráficos do regime de partilha e do regime de concessão, corresponde à trajetória das curvas do government take. Ao sobrepor as duas curvas no mesmo gráfico, nota-se (novamente) que o aspecto progressivo presente no regime de partilha é semelhante ao aspecto progressivo de concessão. O mesmo se observa com o gráfico 18, dado que a distância entre as curvas de concessão e de partilha se mantém relativamente estáveis. O seguinte gráfico ilustra esta característica.

Gráfico 19 – Concessão vs Partilha - Government Take e Produtividade



Fonte: Elaboração própria

No que se refere ao comportamento do *government take* para diferentes níveis de custo, nota-se que, de maneira semelhante ao caso de partilha, maiores custos implicam num menor *government take*.

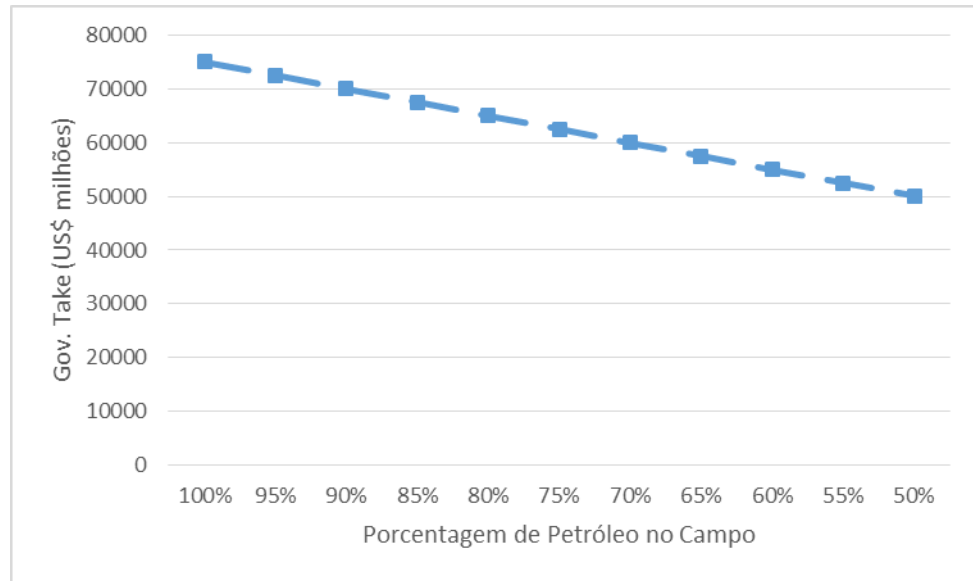
Gráfico 20 – Impacto dos Custos Totais sobre o Gov. Take de Concessão

Fonte: Elaboração própria

Entretanto, ao comparar o gráfico 20 com o gráfico 9, é evidente que a trajetória de queda da curva de *government take* é mais significativa no caso em que se considera o regime de Concessão do que no caso em que consideram o regime de Partilha. Isto se justifica pelo fato de que apesar da queda do excedente em óleo a ser repartido com o aumento de custos no caso de Partilha, a queda do recolhimento do imposto sobre a renda e a queda do recolhimento da Participação especial é maior com o aumento de custos no caso de Concessão.

Finalmente, o seguinte gráfico ilustra como a proporção entre petróleo e gás presente no campo afeta o *government take* caso o projeto fosse regulado de acordo com as regras de Concessão. Novamente o gráfico mostra que quanto maior a presença relativa de gás no campo, menor será o *government take*, uma vez que menor será a renda petrolífera gerada.

Gráfico 21 – Impactos da Porcentagem de Petróleo/gás no Campo sobre o Gov. Take de Concessão

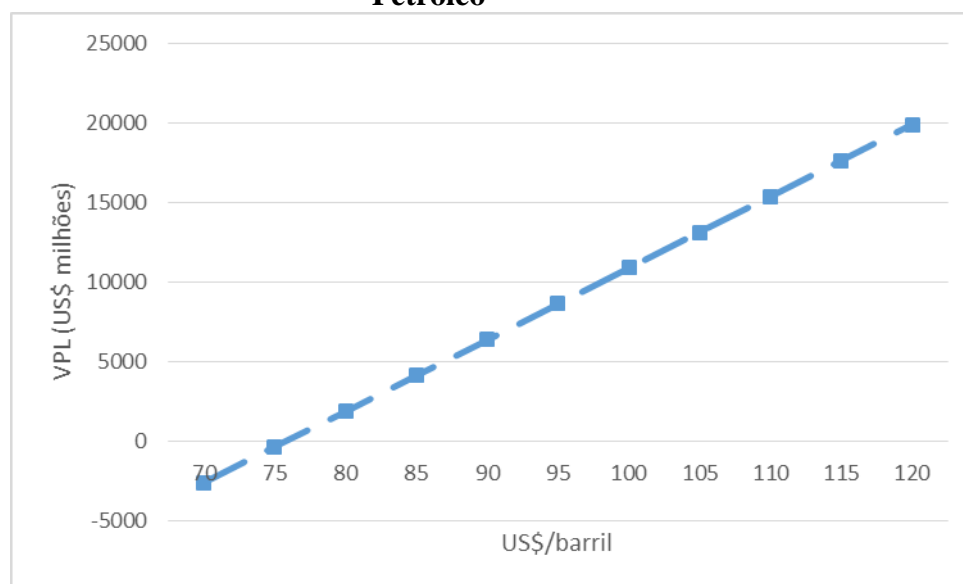


Fonte: Elaboração própria

3.3.2. Valor Presente Líquido Apropriado pelo Concessionário

O Valor Presente Líquido é um importante elemento a ser considerado para verificar a atratividade do projeto de E&P. A exemplo do que foi feito no item 3.2.2., a proposta aqui desenvolvida pretende verificar como os mesmos elementos expostos na seção anterior afetam o Valor Presente Líquido observado para todo o projeto, considerando que o mesmo tenha sido desenvolvido sob o regime de concessão. Neste caso, o VPL observado para o cenário de referência foi de US\$ 6,3 bilhões e o projeto se tornaria economicamente inviável se o preço do petróleo for inferior a US\$76.

Gráfico 22 – Valor Presente em Diferentes Níveis de Preço do Barril de Petróleo

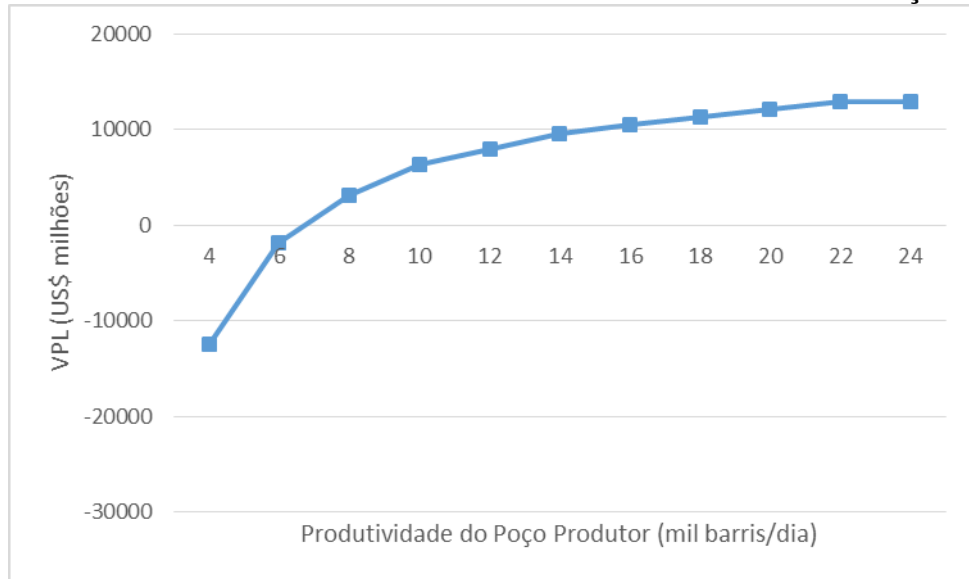


Fonte: Elaboração própria

O VPL é superior aos verificados quando se supõe o regime de partilha (observando as hipóteses do cenário de referência) para qualquer nível de preços. Isto ilustra que, uma vez que o governo possui uma capacidade relativamente limitada de se apropriar da renda do petróleo no caso de concessão, o consórcio que operaria um projeto no pré-sal sob o regime de concessão seria capaz de obter maiores lucros do que se o regime de partilha fosse aplicado sobre o empreendimento, independente do cenário de preços.

No seguinte gráfico verifica-se o comportamento do VPL para diferentes níveis de produtividade. Assim como ocorre no caso de Partilha, o gráfico correspondente à Concessão ilustra que o VPL torna-se maior para cenários de produtividade maiores e, para níveis de produtividade muito baixos, o VPL é negativo (pelas mesmas razões apontadas no item 3.2.2.).

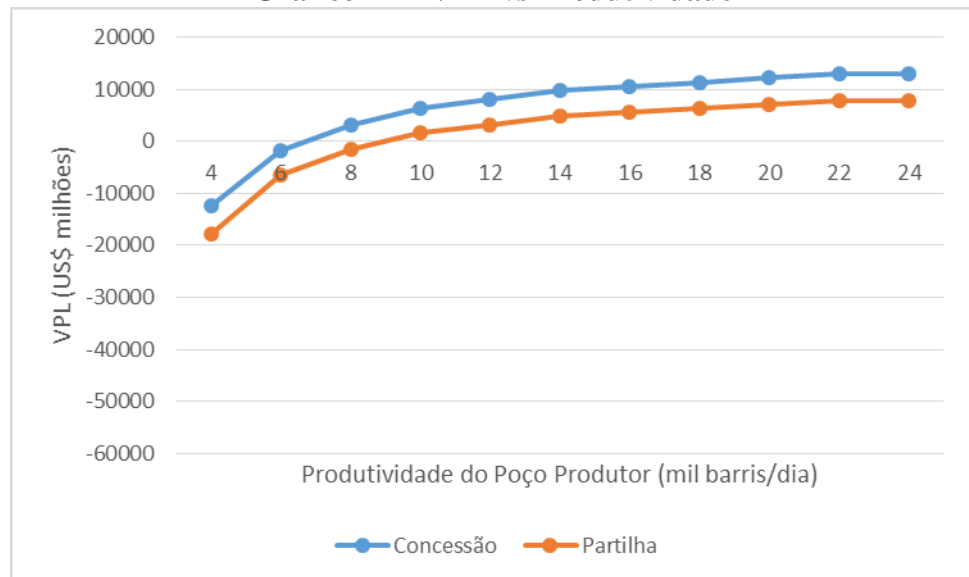
Gráfico 23 – VPL em Diferentes Níveis de Produtividade dos Poços



Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 24, por sua vez, compara diretamente as curvas de produtividade entre os dois regimes regulatórios para cada cenário elaborado. Mais uma vez se torna evidente como o consórcio se encontra numa situação mais confortável no caso de concessão do que no caso de partilha. O valor apropriado pelo consórcio que opera o projeto é maior caso este obedeça as diretrizes do regime de concessão. Além disso, os gráficos ilustram, de modo análogo ao Gráfico 19, que as curvas são quase paralelas, mantendo uma distância relativamente curta para todos os níveis de produtividade considerados.

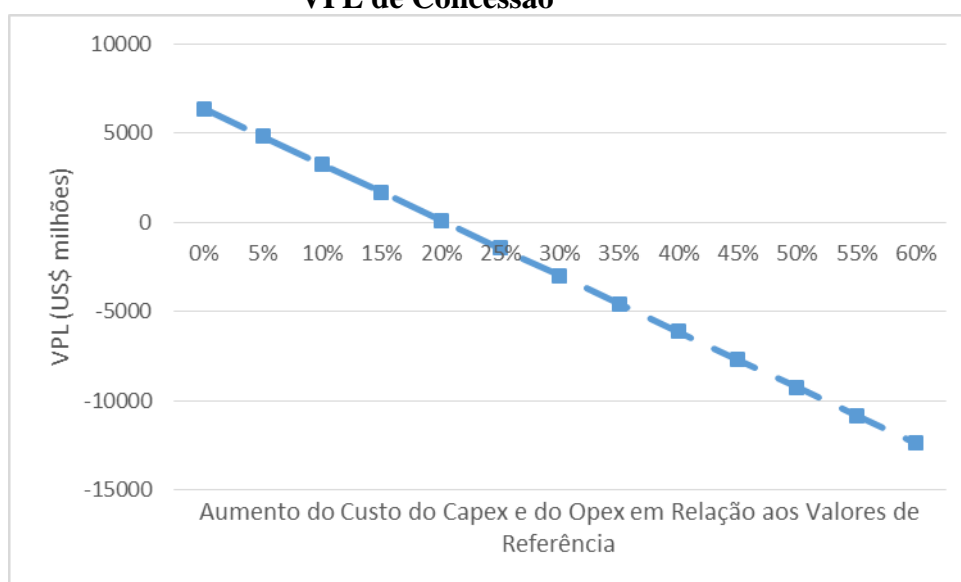
Gráfico 24 – VPL vs Produtividade



Fonte: Elaboração própria

No caso de concessão nota-se que os impactos de níveis de custos (maiores do que aqueles definidos em cada cenário) sobre o VPL são muito mais representativos que os impactos dos mesmos sobre o *government take*. Assim, o governo cria, também através do regime de concessão, uma forma de proteger seus níveis de arrecadação. Além disso, sob o regime de concessão o projeto é menos frágil aos custos. Sob as mesmas hipóteses de custo válidas para o projeto sujeito ao regime de partilha, o projeto sujeito ao regime de concessão permanece economicamente viável mesmo se os custos se revelarem 20% maiores do que aqueles previamente definidos.

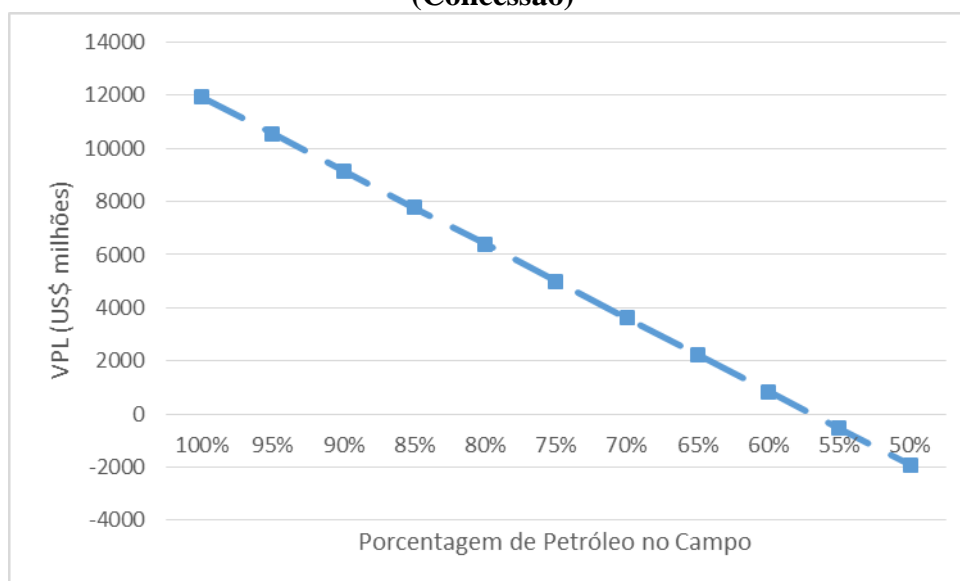
Gráfico 25 - Impacto dos Custos de Capital e Custos Operacionais sobre o VPL de Concessão



Fonte: Elaboração própria

Quanto aos efeitos da proporção de petróleo no campo, nota-se que os dados dos projetos regidos sob o arcabouço regulatório de concessão se comportam de maneira semelhante ao caso de partilha. Entretanto, no caso da concessão, o VPL não apresenta uma queda tão acentuada como no caso de Partilha. Isto decorre, novamente, do fato de que no caso de Partilha o governo é capaz de obter uma parcela relativamente maior da renda gerada. Assim a “queda” da renda do petróleo no projeto decorrente de uma maior porcentagem de gás no reservatório, implica numa maior queda do VPL de Partilha do que de Concessão.

Gráfico 26 – Impactos da Porcentagem de Petróleo/gás no Campo sobre o VPL (Concessão)



Fonte: Elaboração própria

3.4. O Modelo de Concessão: um Arcabouço Alternativo

A análise desenvolvida nos itens anteriores torna evidente que o regime regulatório de Partilha, tal como foi adotado no Brasil, possui vantagens no que se refere à capacidade do governo em se apropriar da renda gerada pelas atividades do upstream que estão sendo desenvolvidas no Pré-sal. Entretanto, tal abordagem requer uma análise crítica a respeito deste mesmo modelo, uma vez que o desenvolvimento, decisão e aprovação deste exigiu um período de tempo considerável. Grandes projetos de investimento em E&P deixaram de ser realizados em razão da interrupção das rodadas de licitação entre 2008 e 2013.

Assim, a proposta deste último item consiste em ilustrar quais alterações poderiam ser adotadas no modelo de Concessão existente a fim de permitir que o governo se apropriasse do mesmo montante permitido no Regime de Partilha. Em outras palavras, este item tem como objetivo ilustrar alternativas mais simples de mudanças do arcabouço regulatório já existente em 2008 que seriam capazes de elevar o *government take* no mesmo montante do que é observado no Regime de Partilha e que poderiam ser adotadas num período mais curto de tempo, não onerando a cadeia do petróleo, como um todo, no período citado. Este item verificará, portanto, quais alterações isoladas nos royalties e no bônus de assinatura seriam suficientes para tornar a arrecadação do governo em concessão equivalente ao de partilha.

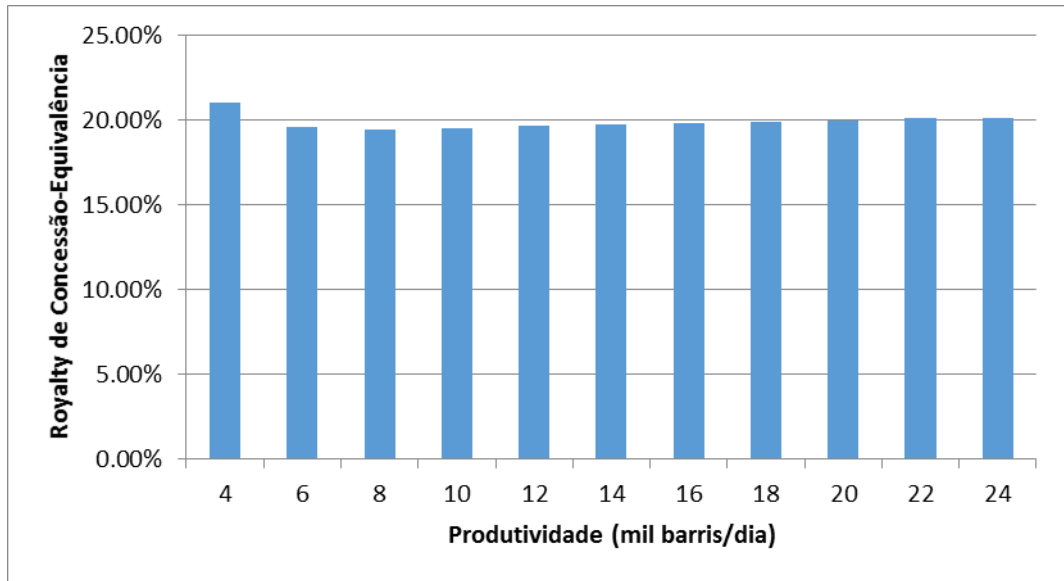
3.4.1. Royalties e Bônus de Assinatura

Como já foi observado, os royalties constituem uma das principais fontes de arrecadação do governo. No caso do regime de Partilha esta obrigação corresponde à mais de 25% do *government take*. Conforme indicado anteriormente, a porcentagem aplicável de royalties no projeto regulado pelo regime de concessão⁴⁴ suficiente para que o valor arrecadado pelo governo fosse equivalente ao verificado no caso de partilha é de 19,48%. Assim, considerando as hipóteses adotadas no cenário de referência, em vez de 15% (como foi estabelecido no regime de partilha), se a taxa de incidência dos royalties atingisse pouco menos de 20%, o governo seria capaz de arrecadar o mesmo montante verificado no projeto que considera o regime de partilha.

Entretanto, é importante notar ainda que este valor é válido apenas para os níveis pré-estabelecidos de preço e produtividade em cada cenário. O seguinte gráfico ilustra, portanto, as taxas de Royalties de Concessão-Equivalentes para cada nível de preço do petróleo e para cada nível de produtividade considerada em cada cenário. Como é possível observar, as taxas ficariam em torno de 20%. Esta relativa estabilidade revela novamente que, ao variar os níveis de produtividade, a arrecadação do governo em concessão acompanha as respectivas variações observadas no *government take* de partilha. Em outras palavras, o aspecto fiscal progressivo do regime de concessão funciona tão bem quanto o aspecto progressivo do regime de partilha.

⁴⁴ Recordando que a taxa aplicável no caso de concessão é de 10%.

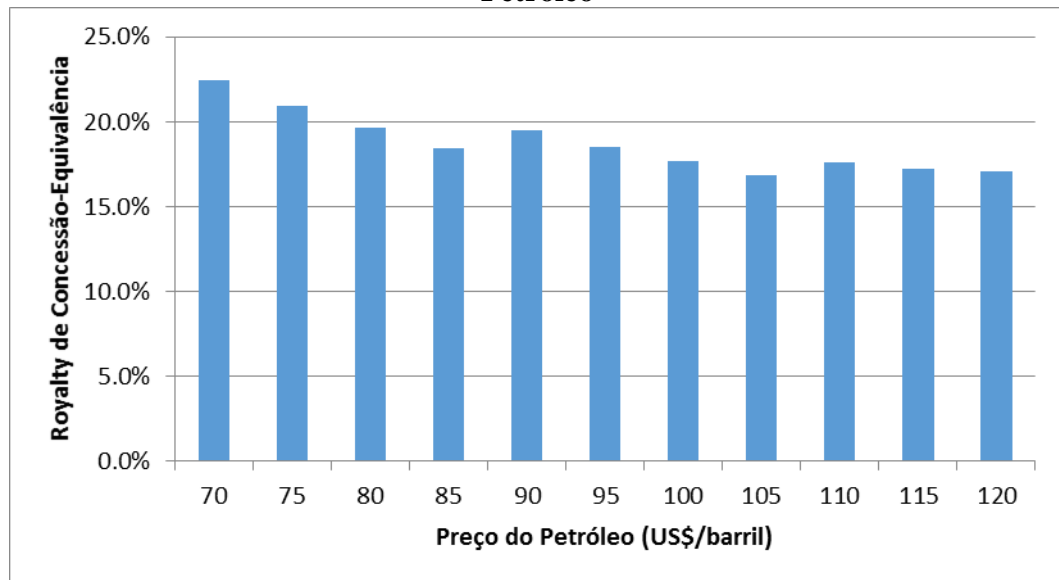
Gráfico 27 – Royalty de Concessão-Equivalência para Diferentes Níveis de Produtividade



Fonte: Elaboração própria

Entretanto, quando se supõem diferentes níveis de preço, os Royalties de concessão-equivalência não se comportam de maneira semelhante. Conforme se observa nos seguintes gráficos, não se verifica uma tendência clara para níveis de preço maiores.

Gráfico 28 – Royalty de Concessão-Equivalência para Diferentes Níveis do Preço de Petróleo



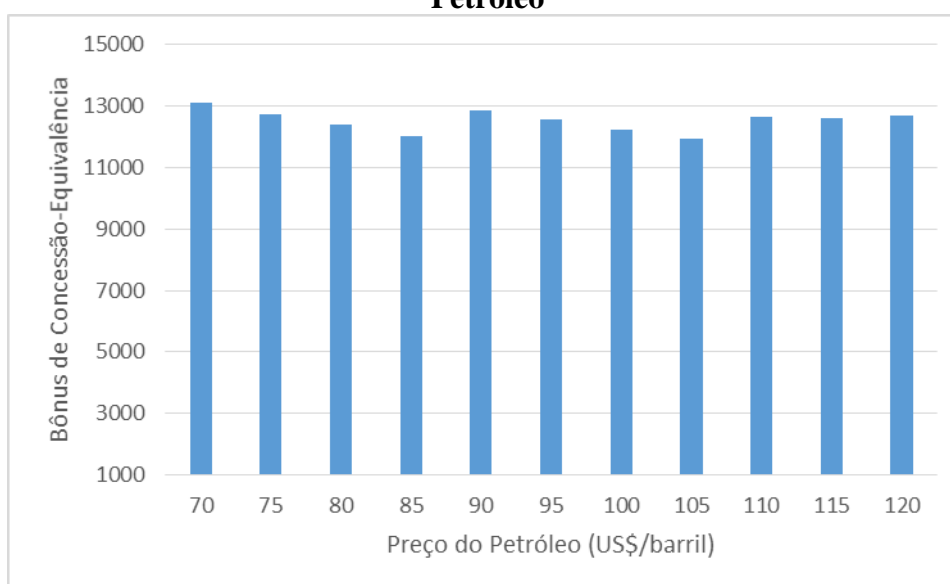
Fonte: Elaboração própria

Além dos Royalties, é importante fazer um exercício semelhante para o bônus de assinatura, ou seja, verificar o bônus de assinatura a ser adotado para o projeto no regime de Concessão para que o *government take* se tornasse equivalente ao observado para o caso do regime de Partilha. Este exercício é importante uma vez que induz a reflexão sobre a

possibilidade de que o desenho do leilão verificado nas licitações regidas pelo regime de concessão permitiria atingir níveis maiores de bônus de assinatura que poderiam compensar uma menor capacidade de arrecadação do governo ao longo do projeto⁴⁵. Neste sentido, o bônus de assinatura que permitiria a equivalência na arrecadação do governo seria, considerando o cenário de referência, de US\$12,8 bilhões.

De maneira semelhante ao que foi observado anteriormente, este valor pode ser aplicado apenas para os parâmetros assumidos no cenário de referência, ou seja, este valor apresenta variações para diferentes níveis e combinações de preço e de produtividade (mantendo todos os demais parâmetros constantes). Os gráficos a seguir ilustram, portanto, como esta variável se comportaria em diferentes cenários de preço e produtividade.

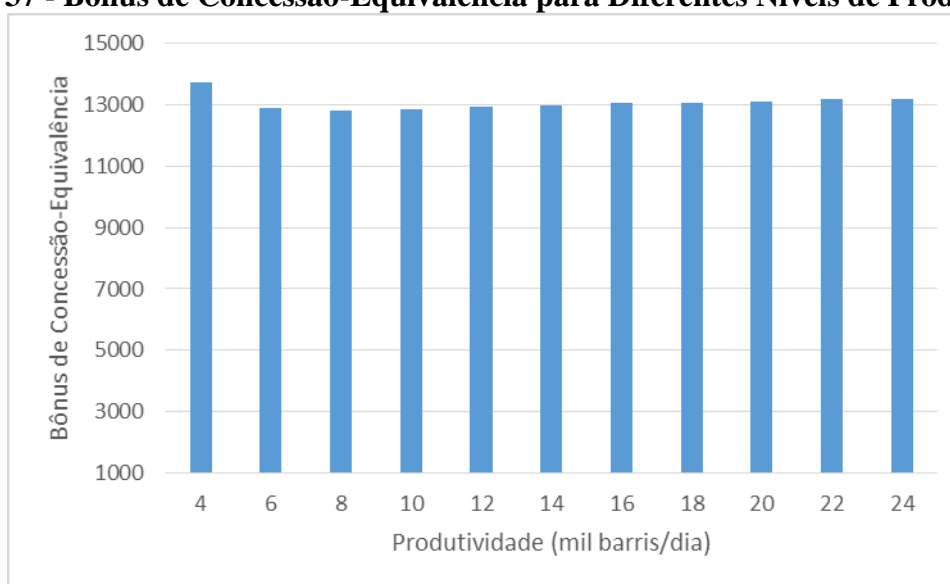
Gráfico 36 - Bônus de Concessão-Equivalência para Diferentes Níveis do Preço de Petróleo



Fonte: Elaboração própria

Tanto no caso no qual a mesma variável é observada em diferentes níveis de produtividade quanto no caso em que se considera diferentes níveis de preço, nota-se novamente a trajetória estável da variável de interesse para diferentes níveis de produtividade ou preço do petróleo, pelas mesmas razões apresentadas no caso dos royalties.

⁴⁵ Vale lembrar que em nosso estudo comparativo supõe-se que o bônus de assinatura do projeto em concessão seria o mesmo que o verificado no leilão de Libra (US\$ 7,5 bilhões), ou seja, o mesmo do caso de partilha.

Gráfico 37 - Bônus de Concessão-Equivalência para Diferentes Níveis de Produtividade

Fonte: Elaboração própria

3.4. Conclusão

A comparação entre os modelos de partilha e de concessão desenvolvidas é um exercício interessante que evidencia como o arcabouço fiscal de cada regime lida com incertezas referentes ao preço do petróleo, à produtividade, aos custos, etc. Torna-se claro que estas formas de absorver os impactos de variações destes fatores é crucial para verificar a atratividade de projetos de E&P em diferentes circunstâncias.

Os níveis de arrecadação em partilha são relativamente maiores que aqueles observados nos cenários em que o ciclo de vida do projeto observa as regras de concessão. Um dos principais aspectos que explicam esta diferença é maior taxa de royalties adotada no regime de partilha (15%). O papel crucial deste fator se revela ainda pelo fato de que o aspecto progressivo de partilha é muito semelhante ao de concessão. Para variações de preço e/ou produtividade o aumento da arrecadação do governo no projeto sujeito ao regime de partilha é, portanto, semelhante ao aumento observado no caso hipotético de concessão.

Entretanto, é possível notar algumas diferenças importantes. Conforme ilustrado anteriormente, níveis de custo maiores do que aqueles estimados inicialmente para o projeto exercem um impacto muito mais significativo sobre a arrecadação do governo no caso em que o projeto obedece as regras de concessão do que no caso em que se considera o regime de partilha. Isso decorre do fato de que a arrecadação do governo é relativamente maior no caso de partilha do que no de concessão e, portanto, no primeiro caso, quando se apresentam níveis

de custos maiores, o governo é capaz de manter níveis de arrecadação maiores em partilha do que em concessão.

No que se refere à atratividade do projeto, tanto se for considerado o regime de concessão quanto o regime de partilha, nota-se que o VPL do projeto é mais sensível do que o *government take* no que se refere às variações de preço do petróleo, custo e produtividade. Entretanto, a análise elaborada ilustra que o consórcio responsável pelo projeto de E&P em questão se encontra numa situação mais confortável no caso do regime de concessão do que no caso do regime de partilha. Este elemento é apenas um reflexo de capacidade de arrecadação do governo relativamente maior no caso de partilha.

Baseado no modelo de avaliação de viabilidade econômica de projetos de E&P desenvolvido em Excel pelo GEE em parceria com o IBP, foi possível observar ainda as adaptações no modelo de concessão que seriam suficientes para permitir que o projeto gerasse resultados semelhantes àqueles observados no caso do regime de partilha. Sinteticamente, este último tópico da análise mostra que pequenas mudanças isoladas nos royalties ou bônus de assinatura do regime de concessão permitiriam gerar tal equivalência de resultados e que, o governo poderia ter conduzido a redefinição do arcabouço regulatório para o Pré-sal de maneira mais simples (caso seu único propósito fosse aumentar um pouco os níveis de arrecadação). Esta observação sustenta a idéia de que o propósito primordial do governo, ao modificar o regime regulatório, era de obter um maior controle sobre o setor, uma vez que seria possível aumentar os níveis de arrecadação através das medidas pontuais mencionadas no último item do capítulo.

A partir da análise deste capítulo e pela observação da conjuntura econômica do setor de E&P no país, nota-se finalmente que a indústria do petróleo demanda a adoção de algumas medidas a fim de que o setor se desenvolva num ritmo mais estável e conveniente com as potencialidades do Brasil. Torna-se clara, portanto, a necessidade de adaptações do modelo regulatório de partilha, uma vez que a capacidade de controle do governo e a baixa flexibilidade da arrecadação do mesmo frente à variações das variáveis estudadas reduzem a atratividade dos projetos. As mudanças necessárias concernem a redefinição de alguns elementos que impedem um ritmo de investimentos saudável na indústria, ou seja, um ritmo de investimentos que estimule o desenvolvimento de um parque industrial de fornecedores da indústria do petróleo e que promova a inovação.

CONCLUSÃO

O segmento de E&P da indústria do petróleo é fonte de elevadas receitas e lucros para as empresas que atuam no setor. Os elevados lucros fizeram desta indústria um dos principais motores do desenvolvimento econômico no século XX. Associado à natureza da atividade (exploração de um recurso exaurível localizado em diversas regiões com diferentes características institucionais e políticas), o petróleo se tornou o protagonista na definição do atual cenário geopolítico global. Uma vez que esta indústria possui a capacidade de gerar lucros extraordinários, um dos aspectos centrais da mesma se refere, portanto, à definição de um arcabouço regulatório e fiscal que permita que o governo se aproprie de parte desta renda e organize o processo de desenvolvimento do setor.

Impulsionado por aspectos setoriais, o governo brasileiro, por sua vez, apresentou, a partir de 2007, um esforço no sentido de adotar um novo regime regulatório. O potencial de produção dos recursos do Pré-sal é muito representativo, uma vez que indica para o posicionamento do Brasil como um grande exportador de petróleo nas próximas décadas. Diante desta perspectiva, a discussão estabelecida no governo se referia a possibilidade de criar um arranjo institucional capaz de permitir que o mesmo conduzisse o processo de desenvolvimento do *upstream* do setor, impulsionando a indústria nacional, e que lhe permitisse estar dotado dos recursos necessários para tanto.

A partir disto, esta dissertação apresentou como proposta a discussão de três tópicos principais: (i) os elementos que devem ser considerados ao definir o arcabouço regulatório da indústria de E&P; (ii) uma análise descritiva e crítica do atual arcabouço regulatório brasileiro; (iii) a comparação entre os arcabouços regulatórios existentes, avaliando como um projeto de E&P no Brasil responde a fatores não controláveis pelos agentes da indústria.

A partir disto, esta conclusão visa reapresentar, brevemente, a discussão feita até então, enfatizando um quarto elemento: (iv) a formulação de propostas sobre as quais seja possível rediscutir o arcabouço regulatório brasileiro e adequá-lo a um novo contexto da indústria mundial do petróleo.

Conforme exposto no Capítulo 1, existe uma série de possibilidades a respeito da definição de um arcabouço regulatório para o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural. Tal definição não se limita apenas aos elementos característicos do regime regulatório e suas instituições, mas ainda aos mecanismos de apropriação da renda do petróleo

definidas pelo governo. Neste sentido, um dos aspectos centrais da análise desenvolvida nesta dissertação consiste no fato de que um regime regulatório não pode ser previamente caracterizado como bom (característico de países desenvolvidos, com instituições fortes) ou ruim (de países subdesenvolvidos, com instituições fracas), uma vez que existem diferenças institucionais, nas formas de participação dos governos e nos mecanismos de arrecadação em modelos regulatórios que, apesar de estarem em países diferentes, possuem a mesma denominação. Seria ingênuo afirmar, por exemplo, que o modelo de concessão adotado na Argélia possui as mesmas qualidades do regime de concessões norueguês⁴⁶. Portanto, a denominação de um regime regulatório não é suficiente para qualifica-lo ou desqualifica-lo.

Ainda no primeiro capítulo foi possível identificar uma série de elementos que representam riscos e incertezas para a indústria do petróleo. Grande parte destes riscos não podem ser controlados pelo governo ou pelas empresas responsáveis pelas atividades de E&P e impactam diretamente na renda gerada pelas mesmas. Tais riscos derivam de fatores técnicos e econômicos tais como: preço do barril de petróleo no mercado internacional, produtividade dos poços produtores, características geológicas do reservatório explorado, etc. Assim, cabe ao governo de cada país adotar um arcabouço regulatório e um regime fiscal condizentes tanto com as potencialidades e volume de petróleo estimado em cada bloco quanto com os riscos e incertezas relativas aos cenários de preço, produtividade, custo, etc, de modo a conduzir o desenvolvimento da indústria e manter o nível de investimentos desejado no setor.

No capítulo 2, foram observados, especificamente, como o governo brasileiro tem se posicionado em relação à estes fatores. O surgimento da possibilidade de um novo patamar de produção e de renda do petróleo através da descoberta do pré-sal, levou o governo a adotar um novo regime regulatório (regime de partilha) para esta nova fronteira exploratória no Brasil. Assim, a análise desenvolvida neste capítulo mostrou os artifícios adotados para o governo reequilibrar a relação entre a atratividade econômica nesta nova fronteira (dado o novo potencial) e sua necessidade de apropriação da renda petrolífera.

Em primeiro lugar, o regime de partilha trouxe consigo novos mecanismos de arrecadação⁴⁷ da renda petrolífera. Além das mudanças na alíquota dos royalties que no caso do regime de partilha é de 15%, pode-se destacar o aspecto central do novo regime: o fator de

⁴⁶ Ver Capítulos 4 e 13 de Tolmasquim e Pinto Jr (2011).

⁴⁷ A discussão esteve ainda voltada para a questão da repartição da renda do petróleo, entretanto, não cabe aqui entrar em maiores detalhes sobre esta discussão.

partilha do excedente em óleo. Como ilustrado no capítulo 2, o fator de partilha mínimo é estabelecido no edital de licitação e varia de acordo com a faixa de preço do barril de petróleo e com a produtividade do campo. O aspecto progressivo deste mecanismo de arrecadação substitui aquele observado na Participação especial, presente no regime de concessão.

As mudanças em relação ao regime de concessão também estão presentes na forma de outorga dos blocos exploratórios. Uma primeira diferença é que o leilão de campos do pré-sal tem o fator de partilha como o principal critério de escolha do consórcio vencedor. Este tipo de leilão, tal como definido para os blocos exploratórios do pré-sal, é apontado como uma das principais fragilidades do modelo de partilha, uma vez que é um tipo de leilão que não gera um ambiente de competição semelhante àquele verificado nos leilões dos campos do regime de concessão.

Neste aspecto, a presença da Petrobras como operador único é o principal elemento que justifica a falta de concorrência nos leilões do pré-sal. Conforme estabelecido em lei, a Petrobras tem a participação mínima de 30% dos campos do pré-sal, além da possibilidade de aumentar sua participação caso participe do leilão em consórcio com outras empresas. Este aspecto inibe a entrada de outras empresas/consórcios no leilão (como foi observado no leilão de Libra que, apesar de ser um dos campos com maior volume de recursos estimados, recebeu oferta de apenas um consórcio de empresas).

O novo regime exigiu também a existência de um novo organismo institucional, a PPSA. Esta empresa pública foi criada para representar o governo em cada projeto do pré-sal. Entretanto, é importante destacar que a PPSA não investe no projeto, sua atuação se limita a participar do processo decisório sobre o mesmo (atuando com poder de veto no comitê gestor) e a receber e gerir a parcela do excedente em óleo destinada ao governo.

De modo particular, deve-se notar que, uma das principais diferenças no que tange ao aspecto regulatório/institucional entre os dois modelos é a capacidade de controle do governo que se observa não apenas pelo exercício das atividades de fiscalização da ANP, mas principalmente pela participação e pelo poder de veto da PPSA no comitê operacional de todos os projetos licitados de acordo com o regime de partilha. Como exposto ainda no capítulo 2, este controle excessivo do governo sobre o processo decisório gera incertezas e reduz a percepção de um ambiente propício ao desenvolvimento da indústria de E&P.

A análise comparativa estabelecida no capítulo 3, por sua vez, ilustra numericamente como o regime de partilha se diferencia do regime de concessão, ou seja, como o novo modelo foi capaz de equilibrar a relação entre o potencial exploratório de projetos *offshore* (e a atratividade econômica correspondente) e a capacidade do governo controlar e se apropriar da renda gerada pelas atividades de E&P no Brasil.

Neste sentido, o capítulo 3 evidenciou que o governo, ao estabelecer o novo regime, foi bem sucedido em aumentar sua capacidade de apropriação da renda petrolífera. Como exposto no terceiro capítulo, a arrecadação do governo nos projetos sobre os quais se aplicam as regras do regime de partilha foram relativamente maiores que nos projetos sujeitos ao regime de concessão. Este fato se dá em razão de um fator específico: a maior taxa de royalties incidente sobre o valor da produção no caso do regime de partilha.

Neste sentido, é importante notar que não havia necessidade de mudar o regime regulatório para que fosse estabelecido uma maior taxa de royalties. Mais uma vez, este fator evidencia que o principal propósito da mudança de regime não está associada à maior arrecadação do governo, mas sim à criação de um arcabouço que permitisse um maior controle do governo sobre as atividades de E&P.

A adoção da taxa de royalties a 15% é algo muito relevante. Conforme observado no Gráfico 1, os royalties são responsáveis por aproximadamente 50% da arrecadação do governo (desconsiderando impostos diretos e indiretos). Desta forma, uma vez que o crescimento do setor está baseado na exploração das áreas do pré-sal, onde se aplica a taxa de 15%, a tendência indica que tal participação dos royalties aumente nos próximos anos (apesar de estar sujeito à flutuação de preços do barril, uma vez que eles incidem sobre o valor de produção).

A nível de projeto (e considerando os impostos diretos e indiretos que incidem sobre a atividade), os royalties compõem aproximadamente 25% do government take enquanto no cenário que considera o regime de concessão os royalties correspondem, aproximadamente, por 18% do government take. Em termos nominais esta diferença é ainda maior, dado que o valor total da arrecadação do governo no cenário que considera o regime de partilha é maior do que no caso do regime de concessão.

Caberia ainda discutir sobre os mecanismos progressivos⁴⁸ de arrecadação uma vez que a partilha do excedente em óleo é a principal fonte de arrecadação do governo no caso de partilha, assim como a participação especial é a principal fonte de arrecadação no caso do regime de concessão. Entretanto é importante notar que estes fatores não explicam o fato da arrecadação de partilha ser relativamente maior do que no caso de concessão. Eles apresentam fatores de progressividade parecidos. Na verdade, enquanto a participação especial aumenta mais rapidamente com o aumento da produtividade, a partilha do excedente em óleo aumenta mais rapidamente com a evolução de preços. Estes elementos se equilibram de tal modo com as demais fontes de receita do governo que não são capazes de explicar sozinhos porque a diferença entre a arrecadação do governo em partilha e a arrecadação em concessão se mantém para diferentes níveis de preço e de produtividade.

Outro fator importante que explica a capacidade de arrecadação ampliada do governo permitida pelo regime de partilha pode ser percebido nos efeitos dos custos sobre os níveis de arrecadação. Conforme ilustrado anteriormente, níveis de custo maiores do que aqueles estimados inicialmente para o projeto exercem um impacto muito mais significativo sobre a arrecadação do governo no caso em que o projeto obedece as regras de concessão do que no caso em que se considera o regime de partilha. Além disso, é importante mencionar que o próprio governo, via ANP, possui a autoridade de julgar os elementos que compõem os custos do projeto como custos recuperáveis ou não (ou seja, passíveis de serem cobertos pelo custo em óleo ou não).

De modo análogo à análise do *government take*, o capítulo 3 ilustra os efeitos sobre o VPL. Tanto no caso do regime de concessão quanto no caso do regime de partilha, nota-se que diferentes níveis de preço, produtividade e custos afetam mais fortemente o VPL do que a arrecadação do governo, ou seja, o impacto das alterações naquelas variáveis se faz sentir com mais força no caixa das empresas do que no do governo. De modo geral, nota-se ainda que o VPL do projeto está mais sujeito a flutuações (decorrentes da mudança daquelas mesmas variáveis) no caso do regime de partilha do que no de concessão. Isto ilustra como o regime de partilha gera, neste aspecto, um ambiente de menor atratividade para os projetos de E&P, uma vez que o aspecto regulatório fragiliza a capacidade das companhias lidarem com cenários adversos.

⁴⁸Lembrando que os mecanismos progressivos de arrecadação são assim denominados uma vez que a base de incidência destes varia no mesmo sentido dos níveis de preço e de produtividade.

Esta análise comparativa permite, portanto, identificar as vantagens e desvantagens, as fragilidades e forças do novo modelo regulatório adotado para o pré-sal. Este aspecto contribui para a discussão da necessidade de adaptação do modelo, de modo a tornar o ambiente institucional mais sofisticado e propenso ao crescimento sustentado da indústria de E&P e da indústria de fornecedores no Brasil. As principais fragilidades apontadas por agentes da indústria estão relacionadas a elementos que apresentam o potencial de prejudicar o desenvolvimento do setor de E&P no Brasil. Grande parte das críticas se destinam ao excessivo controle do governo sobre o processo decisório dos projetos.

Dentre estes fatores estão: (i) a figura do operador único; (ii) o poder de veto e obrigações da PPSA, e; (iii) restrições quanto à recuperação de custos. A figura do operador único pode prejudicar o setor uma vez que o ritmo de investimentos no Pré-sal pode ser reduzido em virtude do considerável montante de recursos financeiros a ser investido para o desenvolvimento de uma variedade de blocos exploratórios. A autorização de múltiplos operadores dos campos do pré-sal permitiria que os investimentos fossem feitos de maneira mais estável, permitindo o crescimento sustentável e competitivo da indústria de fornecedores, a geração de incentivos à inovação.

A figura da Petrobras como operadora única dos blocos exploratórios contribui ainda para o mal funcionamento dos leilões de partilha. O fato desta empresa ser a operadora única dos projetos lhe concede um peso muito significativo nos leilões. A experiência do leilão do campo de Libra evidencia que este modelo inibe a participação de outros consórcios, que não aquele no qual a Petrobras está inserida. Isto tem como efeito a adoção contratual do fator de partilha mínimo estabelecido no edital de licitação e, portanto, representa um custo de oportunidade considerável, uma vez que, se o leilão fosse competitivo, o governo poderia fechar o contrato com um fator de partilha mais elevado.

No que se refere ao poder de veto da PPSA e suas obrigações, o IBP, por exemplo, aponta que, enquanto a maioria das empresas estatais criadas em outros países que adotam o regime de partilha possuem a simples função de representar o Estado para o recolhimento da parcela do excedente cabível (não apresentando funções relacionadas à participação nos investimentos e nos riscos do empreendimento, nem em atividades operacionais, ambientais e de segurança) a PPSA participa diretamente no processo decisório dos projetos de E&P. Mais do que isso, a estatal tem poder de veto no comitê gestor do projeto. Este elemento gera,

portanto, discordâncias a respeito dos critérios de definição dos itens que compõem os custos, por exemplo.

Finalmente, o terceiro aspecto, referente às restrições à recuperação de custos, está relacionado às incertezas que tangem a definição do custo em óleo que, conforme estabelecido em contrato, deve ser devolvido às empresas de petróleo que atuam no projeto. Conforme mencionado no capítulo 2, o governo atua nas duas pontas do processo decisório, numa ponta através da ANP, que define os itens que compõem o custo em óleo e, na outra ponta, a PPSA que possui poder de veto no comitê gestor dos projetos de E&P.

Diante disto, é importante reconhecer que as mudanças no setor são necessárias e bem-vindas, seja do ponto de vista da capacidade de arrecadação do governo, seja do ponto de vista do desenvolvimento do mercado e de sua capacidade de impulsionar a indústria nacional. Neste sentido, alterações no arcabouço regulatório devem apontar para a redução do poder de controle do governo (aspecto para o qual é destinada a maior parte das críticas ao novo arcabouço regulatório).

Em primeiro lugar, é fundamental rever a atuação da Petrobras como operador único. A ausência desta figura única contribuiria para que a indústria seja capaz de se desenvolver num ritmo mais adequado e num ambiente mais competitivo, gerando externalidades positivas para os demais setores da economia. Além disso, a participação obrigatória da Petrobras em todos os projetos condiciona o desenvolvimento do setor às capacidades financeiras da mesma, o que aumenta o risco relacionado à sustentação da indústria de fornecedores no país.

Este aspecto é igualmente essencial no que se refere à forma de outorga dos campos do pré-sal, ou seja, os leilões de campos sujeitos ao regime de partilha. Apesar de ser uma decisão que estará sujeita a um grande debate (em virtude da necessidade de mudança na legislação), a retirada da obrigatoriedade de que a empresa detenha 30% de participação em todos os projetos contribuirá para aumentar a competitividade dos leilões e, conseqüentemente, permitir que o fator de partilha adotado no contrato seja maior do que o fator mínimo especificado no edital.

A redução do controle do governo passa ainda pela redução do papel da PPSA, ou seja, pela retirada de seu poder de veto do comitê gestor do projeto. Este aspecto seria fundamental para permitir que as empresas possam conduzir o processo de decisão de gasto

baseados em seus próprios critérios (até mesmo porque a PPSA não investe no projeto). Assim, o modelo seria mais apropriado e semelhante aos modelo de partilha adotado em países que possuem tradição e que foram bem-sucedidos com a adoção deste tipo de regime regulatório.

Finalmente, é importante mencionar que tais mudanças são cruciais uma vez que no pré-sal existe um conjunto de blocos a serem explorados que não possuem as mesmas características e potencialidades observadas no campo de Libra. É necessário, portanto, que o governo esteja dotado de mecanismos que permitam flexibilizar as regras do arcabouço regulatório a fim de que os campos com diferentes potenciais produtivos (campos marginais, por exemplo) sejam contemplados pelos elevados investimentos que serão realizados no setor.

BIBLIOGRAFIA

Abdo, H.; The Story of the UK Oil and Gas Taxation Policy: History and Trends Disponível em:

<http://irep.ntu.ac.uk:1801/view/action/singleViewer.do?dvs=1403709991439~746&locale=pt_BR&VIEWER_URL=/view/action/singleViewer.do?&DELIVERY_RULE_ID=12&adjacency=N&application=DIGITool-3&frameId=1&usePid1=true&usePid2=true>. Acesso em: 10 Novembro 2014

Accurso, Vinícius; Almeida, E. L. F., 2012. Modelagem Econômica e Fiscal de Projetos Petrólíferos: Impacto do REPETRO sobre a Rentabilidade de Projetos. Disponível em: <<http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/get-working-paper/525-modelagem-economica-e-fiscal-de-projetos-petroliferos-impacto-do-repetro-sobre-a-rentabilidade-de-projetos>>. Acesso em: 20 Janeiro 2015

Accurso, Vinícius; Almeida, E. L. F.; Government Take e Atratividade de Investimentos na Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil, 2013. Disponível em: <http://www.researchgate.net/publication/261992597_Government_take_e_Atratividade_de_Investimentos_na_Explorao_e_Produo_de_Hidrocarbonetos_no_Brasil>. Acesso em: 20 Janeiro 2015.

Alveal, Eldimir del Carmen, 1994. Os Desbravadores: A Petrobras e a Construção do Brasil Industrial, Rio de Janeiro: RelumeDumará.

ANP, 2011. Resolução ANP n 27, de 2.6.2011 – DOU 3.06.2011. Disponível em: <[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2011/junho/ranp%2027%20-%202011.xml?f=templates\\$fn=document-frame.htm\\$3.0\\$q=\\$x=\\$nc=5064](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2011/junho/ranp%2027%20-%202011.xml?f=templates$fn=document-frame.htm$3.0$q=$x=$nc=5064)>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

Araújo, L. R.; Almeida, E. L. F.; Análise sobre a Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo Brasileira (1997-2003), Monografia, 2004

Bindemann, Kirsten. 1999. Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis. Oxford Institute for Energy Studies.

BRASIL, 1894. Decreto Imperial n° 3352-A/1864. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1824-1899/decreto-3352-a-30-novembro-1864-555171-publicacaooriginal-74298-pe.html>>. Acesso em: 23 Janeiro 2015

BRASIL, 1934a. Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil (de 16 de Julho de 1934). Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao34.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 1934b. Decreto n° 24.642/1934. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1930-1949/d24642.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015

BRASIL, 1938a. Decreto-Lei n° 366. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/Del0366.htm>. Acesso em: 02 Fevereiro 2015

BRASIL, 1938b. Decreto-Lei n° 395. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/Del0395.htm>. Acesso em: 02 Fevereiro 2015.

BRASIL, 1946. Constituição dos Estados Unidos do Brasil (de 18 de Setembro de 1946). Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao46.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 1953. Lei n° 2.004/1953. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L2004.htmimprensa.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 1966. Lei n° 5.172/1966. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/15172.htm>. Acesso em: 20 Janeiro 2015.

BRASIL, 1968. Decreto-Lei no 406/1968. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/del0406.htm>. Acesso em: 11 Fevereiro 2015.

BRASIL, 1988a. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 1988b. Lei no 7.689/1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L7689.htm>. Acesso em: 22 Janeiro 2015.

BRASIL, 1991. Lei Complementar no 70/1991. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp70.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 1995. Emenda Constitucional n° 9/1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/Emendas/Emc/emc09.htm>. Acesso em: 24 Janeiro 2015

BRASIL, 1996. Lei do Ajuste Tributário n° 9.430/1996. Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/Leis/Ant2001/lei943096.htm>>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 1997. Lei n° 9.478/1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 1998. Decreto n° 2.705/1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 2001. Lei n° 10.336/2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/leis_2001/110336.htm>. Acesso em: 02 Março 2015.

BRASIL, 2002. Lei n° 10.636/2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10636.htm#art14>. Acesso em: 01 Março 2015.

BRASIL, 2002. Lei n° 10.637/2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110637.htm>. Acesso em: 10 Fevereiro 2015.

BRASIL, 2003a. Lei Complementar n° 116/2003. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp116.htm>. Acesso em: 10 Fevereiro 2015

BRASIL, 2003b. Lei n° 10.833/2003. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/L10.833compilado.htm>. Acesso em: 10 Fevereiro 2015.

BRASIL, 2004a. Decreto n° 10.847/2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 2004b. Decreto n° 5.184/2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5184.HTM>. Acesso em: 24 Janeiro 2015.

BRASIL, 2005. Lei n° 11.097/2005. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2005/Lei/L11097.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 2009. Lei n° 11.909/2009. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 2010a. Lei n°7.212/2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7212.htm>. Acesso em: 02 Fevereiro 2015.

BRASIL, 2010b. Lei n°12.276/2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 2010c. Lei n° 12.351/2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 2010d. Contrato de Cessão Onerosa do Exercício das Atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos. 2010. Disponível

em:

<<http://www.investidorpetrobras.com.br/data/files/8AAF0C734613278A0147126A2FC06571/Contrato%20de%20Cessao%20Onerosa%20port.pdf>>

BRASIL, 2011a. Lei n° 12.490/2011. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2011/Lei/L12490.htm>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

BRASIL, 2011b. Lei n° 7.660/2011. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/decreto/d7660.htm>. Acesso em: 05 Fevereiro 2015.

BRASIL, 2013. Decreto n° 8.063/2013. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Decreto/D8063.htm>. Acesso em: 24 Janeiro 2015

Consoli, H. S.; Almeida, E. L. F., Os Impactos das Mudanças Regulatórias de E&P em Águas Profundas: uma análise sobre a estrutura de custos no upstream, Monografia. 2012.

Consoli, H. S.; Almeida, E. L. F., The Regulatory Framework and the Economic Feasibility of E&P Projects in Brazil. ELAEE, 2015.

Dias Leite, Antônio. 2007. A Energia do Brasil. Rio de Janeiro: Elsevier (2ª Edição). p.658

Dülger, Fikret; Lopcu, Kenan; Burgaç, Almila; Balli, Esra. (2013). Is Russia suffering from Dutch Disease? Cointegration with structural break. Resource Policy. Vol. 38, Issue 4, pp 605-612.

Favenec, J. P., Refinery Operation and Management, 1998, Editions Technip, Paris, p.605

Gordon, Richard; Stenvoll, Thomas. 2007. Statoil: a Study in Political Entrepreneurship. Houston. Institute for Public Policy, Rice University. Disponível em: <<http://bakerinstitute.org/files/3911/>>. Acesso em: 20 Novembro 2014.

Gutman, José, 2007. Tributação e outras obrigações na Indústria do Petróleo. Freitas Bastos Editora. Rio de Janeiro. 428 p.

Holburn, Guy L. F.; Spiller, Pablo T; “The Economics of Contracts: Theories and Applications”. Cambridge University Press, 2000.

Hertog, Steffen. 2010. Princes, Brokers and Bureaucrats: Oil and the State in Saudi Arabia. Cornell University Press. 312 p.

Hunter, Tina. 2014. The role of regulatory frameworks and state regulations in optimizing the extraction of petroleum resources: A study of Australia and Norway. The Extractive Industries and Society. Vol. 1, Issue 1, pp 48-58. 2010.

IBP (2014). Agenda Prioritária da Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis 2014-2015. Disponível em: <http://issuu.com/ibp_pub/docs/ibp_agendaprioritaria_web?mode=embed&layout=http%3A%2F%2Fskin.issuu.com%2Fv%2Flight%2Flayout.xml&backgroundColor=e6e6e6>. Acesso em: 22 Janeiro 2015

Johnston, D. International Petroleum Fiscal Systems and Production-Sharing Contracts. Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1994.

Johnston, D. Higher prices lower government take? Petroleum Accounting and Financial Management Journal. Vol. 23, No. 3, pp 98-104. 2004.

Masseron, Jean; *L'économie des Hydrocarbures*, 1991; Quatrième Éditions Mise a Jour et Augmentée; Editions Technip ; 553 páginas

Mikesell, R. F. (1984). Petroleum company operations and agreements in the developing countries. Washington, D.C: Resources for the Future.

Motta, R. et al. Investment and Risk Analysis Applied to the Petroleum Industry. UFRJ. 2000

O'Connor, Lee A., *The International Law of Expropriation of Foreign Owned Property: The Compensation Requirement and the Role of the Taking State*; Loyola of Los Angeles International and Comparative Law Review; 1983

Pereira, M. A. Avaliação do impacto dos tributos na incorporação de reservas nas empresas do setor de petróleo. Programa de Planejamento Energético (PPE) / COPPE / Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

Pinto Jr et al, 2007. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier. p. 335.

Reuters, 2014. Governo aprova contratação de óleo excedente da cessão onerosa pela Petrobras. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN0EZ2IA20140624>>. Acesso em: 23 Janeiro 2015.

RIO DE JANEIRO, 2002. Lei no 3.851/2002. Disponível em: <<http://alerjln1.alerj.rj.gov.br/CONTLEI.NSF/01017f90ba503d61032564fe0066ea5b/a050e3270aea08b703256bdb005be27d?OpenDocument>>. Acesso em: 11 Fevereiro 20015.

RIO DE JANEIRO, 2003. Lei no 4.117/2003. Disponível em: <<http://alerjln1.alerj.rj.gov.br/CONTLEI.NSF/b24a2da5a077847c032564f4005d4bf2/d93c4bd44857dda683256d25007cbf65?OpenDocument>>. Acesso em: 11 Fevereiro 2015.

Secretaria da Receita Federal do Brasil, 2013. Instrução Normativa RFB no 1.415/2013. Disponível em:

<http://www.regimerepetro.com.br/documentos/legislacao/instrucao_Normativa_RFB_n_1.415.pdf>. Acessoem: 10 Fevereiro 2015.

Shahri, Nima, 2010. The Petroleum Legal Framework of Iran: History, Trends and the Way Forward. *China and Eurasia Forum Quarterly*. Vol. 8. No 1. pp 111-126.

Silvério das Neves e Paulo E. V. Viceconti, Curso Prático de imposto de renda pessoa jurídica. 6. Ed. São Paulo; Editora Frase, 1999.

Suslick, Saul B. et al, (2009), Uncertainty and risk analysis in petroleum exploration and production. *Terrae*. Unicamp. Disponível em: <<http://www.ige.unicamp.br/terrae/V6/PDF-N6/T-a3i.pdf>>. Acessoem: 05 Dezembro 2014.

Thuerber et al., 2011. Exporting the “Norwegian Model”: The effect of administrative design on oil sector performance. *Energy Policy*. Vol. 39. pp 5366-5378. 2011.

Tirole, J. *The Theory of Industrial Organization*. MIT press, Massachusetts. 1988

Tolmasquim e Pinto Jr. *Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo*, 2011; Editora Synergia; 322 p.

UN, Resolution 3281 (XXIX) Charter of Economic Rights and Duties of States, General Assembly – Twenty-ninth Session, 1974. Disponível em: <<http://daccess-dds-ny.un.org/doc/RESOLUTION/GEN/NR0/738/83/IMG/NR073883.pdf?OpenElement>>. Acesso em: 02 Novembro 2014.

Viegas, Thales (2012). A relação complexa entre custos de extração, preços do petróleo e dos seus derivados. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2012/06/25/a-relacao-complexa-entre-custos-de-extracao-precos-do-petroleo-e-dos-seus-derivados/>>. Acesso em: 07 Abril 2015.

Yergin, Daniel (1992). *O Petróleo: uma História de Ganância, Dinheiro e Poder*. São Paulo: Scritta

APÊNDICE – DESCRIÇÃO DO MODELO ECOSIM-PSC

Este Apêndice apresenta as principais características do modelo e do raciocínio considerado para a construção do mesmo. A abordagem descritiva apresentada não engloba todos os elementos que compõem o modelo, entretanto, fornecem as informações necessárias para uma melhor compreensão dos elementos apresentados no Capítulo 3.

A.1. Parameters

A planilha Parameters apresenta os principais parâmetros do modelo e os principais resultados. Todos os dados com fonte na cor vermelha e cujas células estão na cor cinza, podem ser alterados conforme desejado pelo usuário.

Na primeira tabela⁴⁹, são apresentados os valores básicos que caracterizam o projeto estudado pelo modelo como: o tamanho da FPSO, o volume de reservas, a presença relativa de óleo e gás no campo, a duração do contrato, o preço do óleo, o desconto em relação ao Brent, o preço do gás, o bônus de assinatura, a taxa relativa aos royalties, a taxa referente ao imposto de renda, o método de depreciação utilizado (Units of Production / StraightLine) e a taxa de depreciação.

Tabela 1

PS: You can change => Red values in grey cells		
Case Selected (FPSO size)		150
Reserves	MMBboe	8133
Oil		80%
Gas		20%
Contract Duration	(years)	35
Oil Price	US\$/Bbl	90.00
Discount to Brent		7.5%
Gas Price	US\$/Mbtu	6.00
Bonus Assingment	M.US\$	7500.00
Royalties	%	15.0%
Income Tax Rate	%	34.0%
Depreciation Method		Units of Production
SL Depreciation Rate		10.0%

Logo em seguida, é possível definir outros parâmetros tais como: porcentagem relativa aos gastos com P&D, a presença opcional do REPETRO e de Leasing, o ICMS incidente sobre os bens repetráveis, os juros do leasing, WithholdingTax⁵⁰ (Netherlands), a porcentagem de lease no subsea e na FPSO, a opção de aplicar ajuste TP (transferofprice⁵¹) ou não, o primeiro ano do projeto, a taxa de desconto, a inflação de preços e a inflação de custos.

⁴⁹As tabelas apresentadas neste apêndice não refletem todos os parâmetros assumidos no capítulo 3.

⁵⁰ Imposto deduzido da fonte de renda

⁵¹ Ajuste da transferência de preços de bens e serviços controlados por entidades legais dentro de uma mesma empresa.

Tabela 2

ICMS on Repetro %	3.1%
Leasing Interest %	10.0%
WHT (Netherlands)	15.0%
Subsea % Lease	75%
FPSO % Lease	95%
Apply TP Adjustment	YES
Project First Year	2014
Discount rate %	10.0%
Cost Inflation	0%
Price Inflation	0%

A célula correspondente ao Actual Gov. Profit share indica a porcentagem do excedente em óleo que será entregue ao governo. Esta célula seleciona o valor percentual de acordo com a produtividade poço e o preço do barril, conforme definido na tabela imediatamente inferior:

Tabela 3

Actual Gov. Profit share	43.160%
--------------------------	---------

A tabela com os principais resultados do fluxo de caixa mostra: a receita bruta, CAPEX, OPEX, receita líquida, a parcela da renda petrolífera apropriada pelas empresas contratadas (Co. Take) tanto em termos percentuais quanto em valores monetários, a parcela apropriada pelo governo (Gov. Take) tanto em termos percentuais quanto monetários e a taxa interna de retorno do projeto.

Tabela 4

Results	Discounted 10%	Undiscounted
Gross Revenue	126,488	651,160
CAPEX (ex ABEX)	22,199	53,885
OPEX	25,960	136,020
Net Revenue	78,329	461,256
Co. Take	9.1%	29.8%
Gov. Take	90.9%	70.2%
Co. Take	7,123	137,487
IRR	12.40%	12.40%
Indirect Taxes	9,679	43,321
Royalty	17,460	89,470
Income Tax	11,959	59,234
Special Participation	0	0
Gov. Prod. share	24,609	124,243
Bonus	7,500	7,500
Gov. Take	71,207	323,769

A seguinte tabela mostra como o valor investido se distribui entre as empresas que fazem parte do consórcio.

Tabela 5

Consortium				
Companies	Share	Investment	NPV (US\$)	Take (MBOE)
Petrobras	40.0%	8879.5	2,849	2088
Shell	20.0%	4439.7	1,425	1044
Total	20.0%	4439.7	1,425	1044
CNPC	10.0%	2219.9	712	522
CNOOC	10.0%	2219.9	712	522
Partner 5	0.0%	0.0	0	0

Na seguinte tabela é possível observar a razão receita bruta/volume das reservas descontado e não descontado. Pode-se observar ainda o valor presente líquido (no Brasil, na Holanda e o total). Além disso, a tabela informa o limite do custo recuperável inicial, o limite do custo recuperável, o custo recuperável de uplift. É possível escolher ainda em quais anos iniciais serão considerados os limites e em que será computado o custo recuperável (módulo ou projeto).

Tabela 6

Discounted 10%	Undiscounted	Uninflated
15.6	80.1	
2.7	6.6	5.8 \$/Bbl
3.2	16.7	10.0 \$/Bbl
5.9	23.4	

NPV - BR	9,441.46
NPV - NL	-2,318.83
NPV Total	7,122.63

Initial Cost Recovery Lim	50.0%
Cost Recovery Limit	30.0%
Cost Recovery Uplift	0.0%
Initial limit during the first	2 years

Cost recovery by	module
------------------	--------

O usuário pode determinar ainda a produtividade dos poços produtores. Tais variações afetarão o Actual Gov. Profit Share, conforme definido na matriz produtividade/preço do barril.

Tabela 7

Economic Limit Reached?	Undiscounted NO
Unrecovered Cost Oil	10076.9
Cost Oil Lost to Inflation	33766.5
Divisible Income balance	OK
Depreciation balance	34.8
Production per Producing Well (000bbl/d)	20.00

Finalmente, o usuário pode selecionar ainda o tipo de regime contratual que pretende adotar sobre o projeto: partilha ou concessão. Isso permite identificar automaticamente os resultados do projeto em diferentes modelos regulatórios.

Tabela 8

Contrato **Partilha**

A.2. Profile Assumptions

Essa planilha expõe os principais dados a partir dos quais serão calculados os elementos referentes aos custos existentes ao longo de todo o projeto. A tabela verde a seguir, define fatores como o tamanho da FPSO, os preços, o número de poços (exploração, extensão, produtores e injetores). Mostra também o custo de perfuração de cada poço, a parcela reativa ao custo de abandono e a taxa de declínio da produção.

Tabela 9

ASSUMPTIONS							
FPSO		Poços				Pipeline (\$M)	
Size (kbd)	Price (\$M)	Exploração	Extensões	Produtores	Injetores		
100	1600	0	2	5	2	600	
120	1800	0	3	6	2	600	
150	2000	1	3	8	3	600	
180	2500	0	5	9	4	600	
Poços							
Preço da Subsea/ Poço			\$	60			
Perfuração de Poço	Exploração	\$	150				
Perfuração de Poço	Desenvolv.	\$	150				
Abandono (% total well cost)		5.0%					
Curva de Produção							
Tempo de Plateau (início 2º ano)				7			
Production decline rate				10.0%			
Variable Opex		10.00	\$/oeb	Fixed Opex		\$M/year	

Na tabela seguinte o usuário pode inserir a quantidade de FPSOs que serão utilizadas no projeto e o ano em que cada FPSO entrará em funcionamento, ou seja, o ano em que se inicia a produção. O usuário pode ainda supor que duas FPSOs entram em operação num mesmo ano se repetir o número da célula anterior. Ex: se o usuário deseja supor que duas FPSOs entram em operação no 12º ano, basta digitar o número 12 nas duas primeiras células em amarelo da coluna “Start upyear”.

Tabela 10

FPSO's	10	Units									
	FPSO Size	Cost	Plateau	First Year	Start Up	Exploração	Extensões	Produtores	Injetores	Pipeline	
	(kbd)	(\$M)	mbo/year	mbo/year	Year					(\$M)	
1	150	2000	54.8	27.4	7	1	3	5	3	600	
2	150	2000	54.8	27.4	8	1	3	5	3	50	
3	150	2000	54.8	27.4	9	1	3	5	3	50	
4	150	2000	54.8	27.4	10	1	3	5	3	50	
5	150	2000	54.8	27.4	11	1	3	5	3	600	
6	150	2000	54.8	27.4	12	1	3	5	3	50	
7	150	2000	54.8	27.4	13	1	3	5	3	50	
8	150	2000	54.8	27.4	14	1	3	5	3	50	
9	150	2000	54.8	27.4	15	1	3	5	3	600	
10	150	2000	54.8	27.4	16	1	3	5	3	50	
11					17					50	
12					18					50	
13					19					50	
14					20					50	
15					21					50	

Observando os parâmetros adotados nas tabelas anteriores, é possível explicar como os resultados foram gerados e obtidos pelo modelo. Para tanto, a Planilha Cash Flow será detalhada, verificando como cada coluna foi obtida.

A.3. Cash Flow

Nesta planilha verificaremos como os dados de cada coluna, que compõe a tabela do fluxo de caixa, foram obtidos a partir das demais planilhas. Esta planilha se divide em duas partes: a primeira explicita os elementos que caracterizam o projeto a partir das relações comerciais do mesmo no Brasil; a segunda considera as relações com o exterior.

A.3.1. Brasil

A.3.1.1. OilProductionMboe/y

Na primeira coluna temos o volume de produção de petróleo. Estes dados tem como origem a planilha Profile New. Neste ponto, é importante mencionar que tais dados são gerados dada a interdependência de 4 planilhas: Profile BaseInfl, Profile Base e Modules. Analisaremos a sequência a partir da planilha origem (Modules).

Modules

A planilha Modules apresenta a curva de produção (entre outros fatores analisados posteriormente), evidenciando a entrada de cada módulo de produção em cada ano, conforme definido na planilha Profile Assumptions.

Profile Base

Nesta planilha o volume de produção é multiplicado pela porcentagem referente à presença física de óleo no campo (80%) definido na planilha Parameters. O mesmo é feito na planilha Profile Base Infl (tendo em vista que a inflação não possui qualquer interferência sobre o volume de produção).

A.3.1.2. GasMboe/y

Na segunda coluna, o procedimento para obtenção dos dados de produção de gás é semelhante ao da produção de óleo. A única diferença se encontra na planilha Profile base, onde o volume considerado é multiplicado pela parcela correspondente do volume de gás presente no campo conforme definido na planilha Parameters.

A.3.1.3. OilRevenue

Para obter a receita anual do petróleo, multiplica-se a produção de óleo pelo preço obtido na planilha Price. Na planilha Price, o preço definido na planilha Parameters é ajustado de modo a refletir o desconto com relação ao Brent e a inflação para cada ano.

A.3.1.4. GasRevenue

A receita anual referente à produção de gás é calculada utilizando-se os mesmos critérios do cálculo da receita do petróleo (desconsiderando, obviamente, o desconto com relação ao Brent). Outro detalhe é que o resultado do produto produção de gás é multiplicada por 5,617 (dado que o volume de gás está medido em barris de óleo equivalente enquanto o preço originário da planilha Price está em US\$/Mbtu).

A.3.1.5. Gross Revenue

Obtido através da soma das receitas do petróleo e do gás.

A.3.1.5. Royalty

Dado que os royalties incidem sobre a receita, o valor obtido corresponde à multiplicação da taxa de royalties definida na planilha Parameters pela receita bruta.

A.3.1.6. Participação Especial

Para o caso de concessão, deve-se levar em conta a participação especial como uma das fontes de arrecadação do governo. Tendo em vista que o volume de produção do campo considerado no modelo é muito elevado, na maior parte do período do projeto, a Participação especial atinge taxas maiores que 30%. Os valores são obtidos na planilha PE, onde se calcula sobre a base suscetível à participação especial, a parcela aplicável correspondente ao volume de produção do ano considerado.

A.3.1.7. P&D

De maneira semelhante ao Royalty, o valor destinado ao P&D equivale a uma porcentagem, definida na planilha Parameters, da receita bruta.

A.3.1.8. OPEX Cost

Os custos operacionais anuais do projeto são listados nessa coluna. A trajetória de origem dos dados é dada pela seguinte sequência de planilhas: Modules, Profile Base Infl, Profile New.

Modules

Nesta planilha calcula-se o custo operacional de acordo com o início do funcionamento de módulos de produção e de acordo com os critérios estabelecidos na planilha Profile Assumptions.

Profile Base Infl

Esta planilha apenas transforma os dados obtidos em Profile Base de acordo com a inflação de custo considerada no modelo e, considerando o ano do projeto.

Profile New

Nesta planilha o valor obtido em Profile Base Infl é transformado conforme os multiplicadores definidos e adaptado de acordo com a presença de leasing (conforme definido na planilha Parameters).

A.3.1.9. OPEX Taxation

Esta coluna expõe os valores referentes aos impostos que incidem sobre os elementos que envolvem o custo operacional. Cada célula apresenta a soma do Opex sem REPETRO, Opex leasing, e OpexSubsea da planilha Profile Taxes (2) para o ano correspondente.

Na coluna Opex sem repetro, o valor é obtido pela soma da multiplicação (se o OPEX da planilha Profile New for diferente de zero) das participações relativas de cada categoria tributária da coluna Opex sem repetro na tabela 10, pela alíquota efetiva correspondente e, posteriormente, multiplicado pelo valor correspondente obtido em Profile Base Infl e pelo multiplicador do custo efetivo (da planilha Profile New).

Tabela 11

Categoria tributária	Categoria de gastos									Opex sem repetro	Opex Leasing Subsea	Opex Leasing FPSO
	Sísmica	poço Pioneiro	poços extensões	Poços	Subsea	FPSO	Escoamento	Outros				
Bens Repetro	0%	0%	0%	0%	75%	95%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Bens Não Repetro Nacional	0%	18%	18%	18%	0%	2%	28%	0%	25%	0%	0%	0%
Bens Não Repetro Internacional	0%	11%	11%	11%	0%	0%	48%	0%	5%	0%	0%	0%
Serviço Nacional	20%	16%	16%	16%	10%	2%	10%	0%	30%	0%	10%	0%
Serviço Internacional	80%	4%	4%	4%	5%	0%	0%	0%	15%	0%	0%	0%
Afretamento Nacional	0%	3%	3%	3%	3%	0%	0%	0%	25%	0%	0%	0%
Afretamento Internacional	0%	48%	48%	48%	7%	1%	14%	0%	0%	0%	90%	0%
Aluquel Nacional	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Aluquel Internacional	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%

Na coluna Opex Leasing Subsea, se a amortização do leasing do ano correspondente for diferente de zero, o valor é obtido pela soma da multiplicação das participações relativas de cada categoria tributária da coluna Opex leasing subsea na tabela 10 pela alíquota efetiva correspondente. Tal valor é ainda multiplicado pelo valor total (correspondente a cada módulo) do leasing para cada ano.

Na coluna Opex Leasing FPSO, é feito o mesmo raciocínio, entretanto, para os valores correspondentes às FPSOs.

Leasing

Nesta planilha, são calculados os valores do leasing do subsea e de FPSO para cada módulo de produção e de acordo com o seu respectivo início de operação. A planilha especifica, para cada módulo, o custo total anual, os valores dos juros cobrados, as amortizações, o tempo de duração do contrato de leasing e o número de unidades (seja de Subsea, seja de FPSO).

Tax Rates (2)

Esta planilha fornece os percentuais nominais e efetivos que incidem sobre o upstream da cadeia do petróleo e que são divididos em categorias tributárias. Cada categoria tributária está sujeita a uma alíquota efetiva derivada das alíquotas nominais estabelecidas por cada um dos tributos que a compõem. O modelo utiliza o conceito de alíquota efetiva a devido à complexidade e sobreposição de tributos a que está sujeita o segmento upstream da indústria do petróleo, fazendo com que ocorra grande divergência entre as alíquotas previstas em lei (nominais) e aquelas que de fato são observadas pelos participantes do setor.

Tabela 12

Categoria tributária	Alíquota Nominal								TOTAL TAXES
	ISS	CIDE	IPi	ICMS	COFINS/PIS	PIS	II	IR	
Bens Repetro	-	-	-	3,00%	-	0,00%	-	-	3%
Bens Não Repetro Nacional	-	-	12,00%	19,00%	9,25%	1,65%	-	-	42%
Bens Não Repetro Internacional	-	-	12,00%	19,00%	9,25%	1,65%	15,00%	-	57%
Serviço Nacional	5,00%	-	-	-	9,25%	1,65%	-	-	16%
Serviço Internacional	5,00%	10,00%	-	-	9,25%	1,65%	-	15,00%	41%
Afretamento Local	-	-	-	-	9,25%	1,65%	-	-	11%
Afretamento Internacional	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
Aluguel Nacional	-	-	-	-	9,25%	1,65%	-	-	11%
Aluguel Internacional	-	-	-	-	-	-	-	15,00%	15%

Tabela 13

Categoria tributária	Alíquota Efetiva								TOTAL TAXES
	ISS	CIDE	IPi	ICMS	COFINS/PIS	PIS	II	IR	
Bens Repetro	-	-	-	3,09%	-	-	-	-	3%
Bens Não Repetro Nacional	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	-	-	0%
Bens Não Repetro Internacional	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	14,00%	-	14%
Serviço Nacional	5,88%	-	-	-	0,00%	-	-	-	6%
Serviço Internacional	5,26%	10,00%	-	-	0,00%	-	-	17,65%	33%
Afretamento Local	-	-	-	-	0,00%	-	-	-	0%
Afretamento Internacional	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
Aluguel Nacional	-	-	-	-	0,00%	-	-	-	0%
Aluguel Internacional	-	-	-	-	-	-	-	17,65%	18%

A.3.1.10. CAPEX Cost

Os dados desta coluna do fluxo de caixa resultam da soma dos elementos que configuram o capex (sísmica, poço pioneiro, extensões, poços, subsea, FPSO, escoamento, outros e abandono), identificados na planilha Profile New. A trajetória de origem dos dados é dada pela seguinte sequencia de planilhas: Modules, Profile Base Infl, Profile New. A lógica dada por esta sequencia é semelhante àquela encontrada na obtenção dos dados do OPEX Cost. O único detalhe se refere ao Subsea e à FPSO da planilha Profile New, em que se considera o custo relativo ao leasing destes equipamentos (presente ou não conforme definido pelo usuário na planilha Parameters)⁵².

A.3.1.11. CAPEX Taxation

De modo análogo, esta coluna captura todos os elementos que configuram os impostos sobre o Capex. O raciocínio feito na planilha Profile Taxes é semelhante ao caso do OPEX Taxation, entretanto, engloba as atividades de Capex. Ou seja, de modo geral, se o valor da

⁵² A lógica adotada no modelo permite que as variações na produtividade afetem o custo na direção inversa, ou seja, aumentos de produtividade geram menores custos.

célula correspondente na planilha Profile New for diferente de zero, então é feita a soma do produto entre as participações relativas de cada categoria tributária da coluna em questão e a alíquota efetiva correspondente e, posteriormente, multiplicado pelo valor correspondente obtido em Profile Base Infl e pelo multiplicador do custo efetivo (da planilha Profile New). Lembrando que, para o caso do Subsea e FPSO, o cálculo considera a presença (ou ausência) de leasing, conforme definido previamente pelo usuário.

A.3.1.12. Uplift

Calculado de acordo com a porcentagem especificada pelo usuário em 'Cost Recovery Uplift' na planilha Parameters.

A.3.1.13. CAPEX Depreciation

A depreciação é calculada numa planilha específica. Nela são apresentados os valores da depreciação de acordo com o método definido na planilha Parameters. Foi montada uma tabela com os cálculos para depreciação do tipo 'straightline' e do tipo 'unitsofproduction' e, com estes dados disponíveis, os desenvolvedores utilizaram a fórmula PROCV para obter os dados correspondentes ao método de depreciação escolhido pelo usuário.

A.3.1.14. Bônus

Apenas captura o valor do bônus de assinatura estipulado pelo usuário na planilha Parameters.

A.3.1.15. CostOil

Apresenta o valor correspondente ao custo em óleo recuperado. Este valor, por sua vez é obtido ao verificar o valor mínimo entre o CostOilLimit (obtido através da multiplicação entre a receita total do ano em questão pelo respectivo 'Parâmetro de Recuperação do Custo em Óleo'), a receita total subtraída dos royalties e o máximo entre o custo total e a soma do custo total com o Costoilcarryforward.

CostOilLimit

Nesta planilha, obtém-se o Parâmetro Recuperação do custo em óleo. Se a recuperação do custo em óleo for por módulo (conforme definido na planilha Parameters), então faz-se a soma dos valores correspondentes aos Módulos do ano em questão.

Os valores de cada módulo para cada ano desta tabela são obtidos ao multiplicar a razão da produção daquele módulo num dado ano em relação à produção total verificada no mesmo ano, pelo InitialCost Recovery Limit (determinado na planilha 'Parameters') se a produção deste módulo for maior que zero.

CostOilCarryForward

Apesar de não constituir uma planilha, o Costoilcarryforward é um importante componente do cálculo do custo em óleo recuperado. O costoilcarryforward do primeiro ano é obtido pela simples diferença entre o custo total e o costoil recuperado. A partir do segundo ano do projeto, o cálculo considera o costoilcarryforward do ano imediatamente anterior descontado da inflação e somado à diferença entre o custo total do custo em óleo recuperado do ano correspondente.

A.3.1.16. Government Profit Oil

O governmentprofitoil⁵³ é obtido pela multiplicação do valor do Profit Oil de cada ano pelo Government Profit Oilshare correspondente (ambos originados na Planilha CostOil).

Profit Oil Total

O profitoil total é obtido subtraindo os royalties, os gastos com P&D e o custo do óleo recuperado da receita total do empreendimento.

Government Profit OilShare

Esta porcentagem é obtida procurando o valor mínimo entre a porcentagem da Tabela Production per ProducingWell na Planilha Parameters correspondente ao preço de referência do ano em questão e, a porcentagem da mesma tabela correspondente ao valor da produção média por poço (verificado na coluna S da Planilha CostOil).

A.3.1.17. Company Profit Oil

O lucro em óleo das empresas também é obtido na Planilha CostOil. O valor é obtido pela multiplicação entre o Profit Oil Total e a porcentagem complementar do Government Profit Oilshare ($1 - \text{governmentprofitoilshare}$).

A.3.1.18. IncomeTax

O imposto de renda é calculado a partir da multiplicação de sua taxa indicada na Planilha Parameters pela receita bruta subtraída pelos royalties, pelos gastos em P&D, pelo OPEX cost, OPEX Taxation, pela depreciação do CAPEX, pelo bônus de assinatura e pelo Governmentprofitoil, para o caso do regime de partilha. No caso da concessão, o cálculo é semelhante, entretanto, difere por considerar a Participação especial no lugar do Governmentprofitoil.

A.3.1.19. Company Net Profit

O lucro líquido é obtido pela subtração do Company Profit Oil pelo IncomeTax calculado na cluna imediatamente anterior.

A.3.1.20. Net Cash Flow

O fluxo de caixa líquido é obtido através da subtraindo da receita bruta todos os custos (royalties, P&D, OPEX cost, OPEX taxation, CAPEX cost, CAPEX taxation e bônus de assinatura) e o governmentprofitoil (se for o caso do regime de partilha).

A.3.2. Netherlands

O fluxo de caixa referente à Holanda trata basicamente dos custos e receitas referentes ao leasing, representando a relação do projeto com a contratação de equipamentos e serviços do exterior.

⁵³ Lembrando que se aplica apenas para o caso do regime de partilha.

A.3.2.1. Leasing Revenue

Soma do total PMT do leasing do Subsea ao total PMT do leasing da FPSO para cada ano.

A.3.2.2. WHT

O valor do WHT ou withholdingtax é calculado multiplicando a receita do leasing pela taxa WHT definida na Planilha Parameters.

A.3.2.3. Net Revenue

É obtido pela diferença entre a receita do leasing e o valor do WHT.

A.3.2.4. Capex

O Capex da Holanda é obtido a partir da planilha Profile New, onde se registra a diferença entre o Capex sem leasing e o Capex com leasing, ou seja, o Capex correspondente às atividades relacionadas à Holanda.

A.3.2.5. Net Cash Flow

O fluxo de caixa líquido da Holanda é obtido, portanto pela diferença entre a receita líquida e o Capex.

A.4. Net Cash Flow (BR + NL)

Este valor é obtido através da soma do fluxo de caixa líquido do Brasil ao fluxo de caixa líquido da Holanda. Os resultados são resumidos na tabela localizada embaixo do fluxo de caixa, onde as principais variáveis de interesse do projeto são agrupadas e enviadas para a tabela da planilha Parameters (Tabela 4 do Apêndice).